

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра «Электротехнические комплексы и системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Пантелеев В.И.
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2016г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

140400.62 Электроэнергетика и электротехника

Электроснабжение завода высоковольтной аппаратуры

Руководитель _____
подпись, дата

к.т.н. доцент
должность, ученая степень

Шевченко В.В.
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

Алексеев И.И.
инициалы, фамилия

Красноярск 2016

СОДЕРЖАНИЕ

1	Исходные данные на проектирование	6
2	Описание технологического процесса на заводе высоковольтной аппаратуры.....	7
3	Расчет электрических нагрузок по заводу.....	11
3.1	Определение расчетных нагрузок объектов.....	11
3.2	Определение расчетной нагрузки завода с учетом компенсации реактивной мощности и потерь в трансформаторах	14
4	Определение центра электрических нагрузок.....	16
5	Определение рационального напряжения питания, числа и мощности трансформаторов ГПП	18
6	Сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения.....	20
6.1	Первый вариант внешнего электроснабжения 110 кВ	22
6.1.1	Выбор сечения проводов ВЛ.....	22
6.1.2	Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения	23
6.1.3	Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии	24
6.2	Второй вариант внешнего электроснабжения 10 кВ.....	25
6.2.1	Выбор сечения проводов КЛ.....	25
6.2.2	Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения	26
6.2.3	Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии	27
7	Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности	29
8	Выбор компенсирующих устройств.....	31
8.1	Выбор числа и мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах	31
8.2	Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 6-10 кВ.....	32
9	Выбор кабелей	33
10	Расчет токов короткого замыкания	35
11	Выбор оборудования.....	37
11.1	Выбор коммутационной аппаратуры	37
11.1.1	Выбор выключателей и разъединителей на стороне 110 кВ в цепи ВН трансформатора ТДН–25000/110	37
11.1.2	Выбор выключателей в КРУ на стороне 10 кВ в цепи НН трансформатора ТДН–25000/110.....	38
11.1.3	Выбор выключателей в КРУ на стороне 10 кВ в цепи кабельных линий ЗРУ и КРУ обеспечивающих присоединение синхронных двигателей РУ1.....	39
11.2	Выбор предохранителей.....	40

11.3	Выбор измерительных электроаппаратов	40
11.4	Выбор изоляторов	47
11.5	Выбор трансформаторов собственных нужд	48
11.6	Выбор шин на ЗРУ	48
11.7	Защита от перенапряжений	49
12	Расчет молниезащиты и заземления	51
12.1	Расчет молниезащиты ГПП 110/10 кВ	51
12.2	Расчет заземляющих устройств	52
13	Релейная защита трансформатора ГПП	55
14	Технико-экономические показатели системы электроснабжения	66
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ		68
ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет токов короткого замыкания		69

1 Исходные данные на проектирование

1. Схема генерального плана промышленного района (чертеж 1);
2. Сведения об электрических нагрузках (таблица 1);
3. Питание может быть осуществлено от ТЭЦ мощностью 400 МВт (4 турбогенератора по 100 МВт). Напряжение на шинах 10,5 кВ. На ТЭЦ имеется повысительная подстанция из двух трансформаторов мощностью по 40 МВА, напряжением 10/115 кВ. Мощность КЗ на шинах 10,5 кВ ТЭЦ равна 500 МВА.
4. Расстояние от ТЭЦ до завода 6 км.

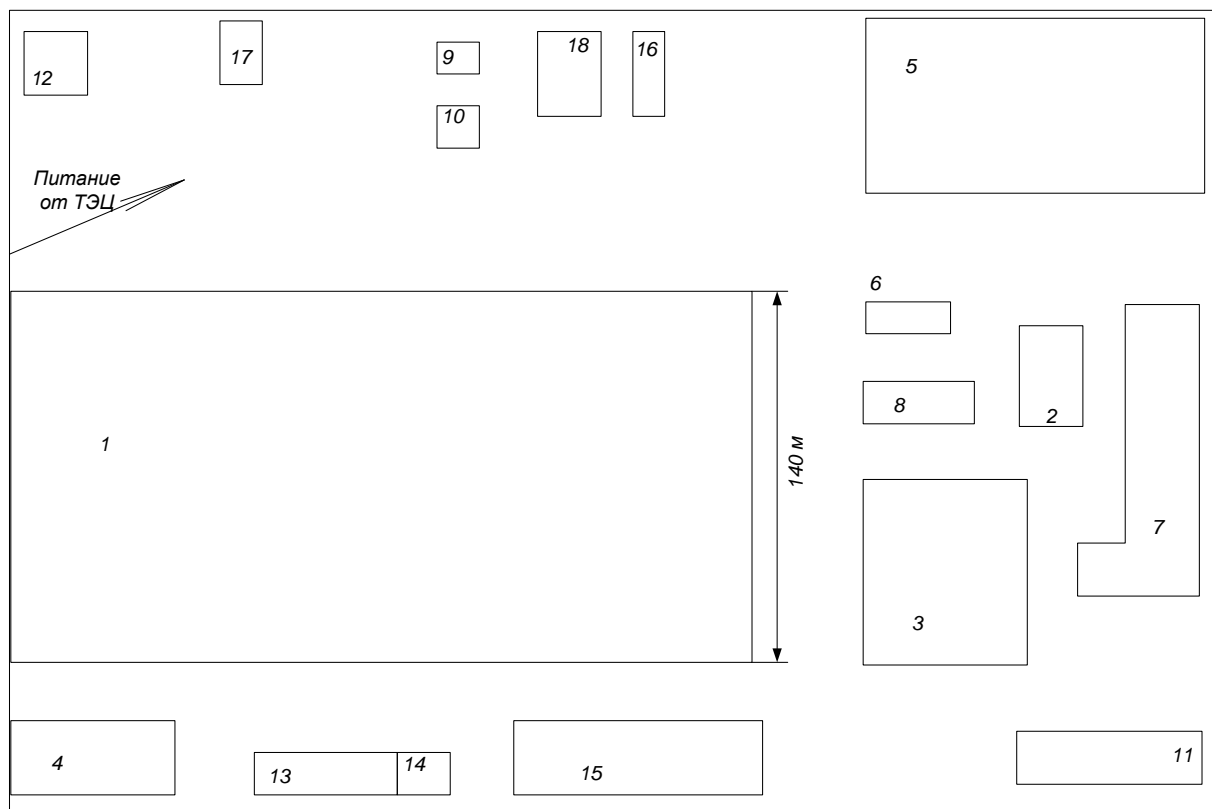


Рисунок 1.1 - Генеральный план предприятия

					БР – 140400.62 ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<div>Электроснабжение завода</div> <div>высоковольтной аппаратуры.</div> <div>ЭТК и С</div>		
Разраб.		Алексеев И.И.					
Провер.		Шевченко В.В.					
Реценз.							
Н. Контр.							
Утверд.							
					Лит.	Лист	Листов
						6	76

2 Описание технологического процесса на заводе высоковольтной аппаратуры

Структура технологического процесса изготовления электрических аппаратов во многом определяется их конструктивно-технологическими особенностями. Анализ конструкций современных электрических аппаратов позволяет выявить общие тенденции конструирования и обобщить эти решения.

Электротехнические изделия, которые предназначены для управления процессами производства, преобразования, передачи, распределения, потребления электрической, а также других видов энергии, называются электрическими аппаратами.

Электрическими аппаратами являются: все виды выключателей, рубильники, контактные соединители, контакторы, реле, контроллеры, резисторы, реостаты, магнитные усилители, дроссели, предохранители, разрядники, реакторы и другие аппараты, а также комплектные устройства из аппаратов, измерительных приборов и др.

Несмотря на большое разнообразие конструкций электроаппаратов и назначений, соответствующие детали и сборочные единицы электроаппаратов имеют некоторую конструктивно-технологическую общность, которая дает возможность классифицировать детали и сборочные единицы по конструктивно-технологическим признакам.

1. Корпусные детали, оболочки и резервуары:

- 1) корпуса, рамы, каркасы и другие основания аппаратов;
- 2) шкафы, ящики, коробки, кожухи и другие оболочки;
- 3) масляные баки, воздушные и другие резервуары.

2. Детали механизмов:

1) валики, валы, подшипники, втулки, рычаги, шестерни, зубчатки, кулачки, кулачковые шайбы;

2) держатели контактов, якоря магнитопроводов и другие детали контактных и электромагнитных механизмов;

3) цилиндры, поршни, корпуса вентиляей, клапаны, седла и другие детали пневматических и гидравлических механизмов;

4) оси, керны, опоры, основания, платы, детали зацеплений и другие детали точных электромеханизмов;

5) пружины,

3. Детали и сборочные единицы токоведущих частей:

- 1) контакты и контактные детали;
- 2) катушки из меди большого сечения;
- 3) жесткие и гибкие электрические соединения;
- 4) катушки многовитковые;
- 5) резистивные элементы резисторов;
- 6) термобиметаллические элементы.

					БР — 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

4. Магнитопроводы:

- 1) магнитопроводы аппаратов постоянного тока;
- 2) магнитопроводы аппаратов переменного тока;
- 3) постоянные магниты.

5. Электроизоляционные детали и сборочные единицы:

- 1) детали из пластмасс;
- 2) детали, получаемые механической обработкой из изоляционных материалов и дерева;
- 3) детали, имеющие намотанную и формованную слоистую изоляцию;
- 4) детали из керамики;
- 5) детали и сборочные единицы, имеющие литую изоляцию.

6. Печатные платы.

Предприятие, выпускающее электрические аппараты, характеризуется производственным процессом, состоящим из действий, в результате которых сырье, материалы и полуфабрикаты, поступающие на предприятие, превращаются в готовую продукцию.

В производственный процесс входят как основные, так и вспомогательные процессы, например изготовление оснастки, изготовление нестандартизированного оборудования, ремонт оборудования и оснастки и т. д. Основным содержанием производственного процесса является технологический процесс.

Технологическим процессом называют часть производственного процесса, содержащую действия по изменению и последующему определению состояния предмета (ГОСТ 3.1109-73). Он состоит из взаимосвязанных технологических операций изготовления деталей и сборочных единиц электроаппаратов, в том числе и процессов перемещения их как внутри цехов, так и между ними.

Значительная часть деталей и сборочных единиц электрических аппаратов изготавливается из металлов с применением металлообработки резанием, что является характерным для машиностроения. Поэтому электроаппаратостроение в некоторой части можно считать разновидностью машиностроения.

Однако электроаппаратостроение имеет и некоторое отличие от машиностроения, связанное со спецификой некоторых технологических операций, как, например:

изготовление деталей и сборочных единиц из изоляционных материалов, намотка катушек и их пропитка, изготовление магнитопроводов, объемный и печатный электромонтаж, сборка электроаппаратов и их испытание при низком или высоком напряжениях и другие виды специальных технологических операций, что в основном и отличает электроаппаратостроение от машиностроения.

В зависимости от количества и номенклатуры выпускаемых электроаппаратов и их трудоемкости производство разделяется на три типа: массовое,

					БР — 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

серийное и единичное (ГОСТ 14.004-74). Каждому типу производства присущи своя организация производства и характер технологических процессов.

Массовым производством называется производство, при котором изготовление большого количества одного типа электрических аппаратов происходит непрерывно в течение длительного времени с соблюденным ритмичности и равномерного выпуска. Массовое производство характеризуется также широким применением механизированных и автоматизированных операций при соблюдении принципа взаимозаменяемости.

Различают два вида массового производства.

Прямоточное массовое производство характеризуется тем, что технологические операции выполняются на рабочих местах, оборудование которых расположено в порядке технологического маршрута.

Массово-поточное производство характеризуется тем, что обрабатываемое изделие перемещается непрерывно по рабочим местам, расположенным по технологическому маршруту.

Массово-поточное производство из всех видов производства является наиболее совершенным, но оно требует четкой и слаженной работы всех звеньев не только внутри потока, но и всех смежных служб производства.

Серийным производством называется производство, при котором несколько изделий (аппаратов) установившихся конструкций изготавливаются партиями, которые повторяются регулярно через некоторое время. В зависимости от размера программного задания, номенклатуры и трудоемкости изготовления электрических аппаратов различают мелкосерийное, среднесерийное и крупносерийное производство. Мелкосерийное производство мало отличается от единичного; крупносерийное—приближается к массовому производству. При серийном производстве применяется универсальное, специализированное и автоматизированное оборудование.

Единичное производство характеризуется широкой номенклатурой изготавливаемых аппаратов и малым объемом выпуска каждого типоразмера. В производстве аппаратов единицами изготавливаются опытные образцы, аппараты для испытательных пунктов и лабораторий, а также аппараты для комплектации уникального электрооборудования заводов, электростанций и др.

Заводы по выпуску электроаппаратов можно разделить на три типа. Каждый тип производства определяется номенклатурой изделий, масштабом производства, а также местными и историческими факторами:

- 1) предприятия с полным циклом производства электроаппаратов, имеющее все необходимые цехи для изготовления деталей и сборочных единиц, а также сборки аппаратов.
- 2) предприятия узкой специализации, т. е. с ограниченной номенклатурой аппаратов и массовым или крупносерийным производством их;
- 3) аппаратные цехи на электромашиностроительных, электромеханических, электротехнических и трансформаторных заводах. На таких заводах

имеются обычно электроаппаратные сборочные или механосборочные, а иногда и заготовительные цехи. При этом аппаратное производство обслуживается всеми общезаводскими подразделениями — общими заготовительными, вспомогательными цехами, складами, техническими и административными отделами и пр.

					БР — 140400.62 ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 Расчет электрических нагрузок по заводу

3.1 Определение расчетных нагрузок объектов

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. По значению электрических нагрузок выбирают и проверяют потери мощности и электроэнергии. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на системы электроснабжения, эксплуатационные расход, надежность работы электрооборудования. При проектировании системы электроснабжения или анализе режимов ее работы потребители электроэнергии рассматриваются в качестве нагрузок. Различают следующие виды нагрузок: активную мощность P , реактивную мощность Q , полную мощность S .

Для расчетов на стадии проектного задания при сравнении вариантов и других ориентировочных расчетах, когда отсутствуют точные данные об электроприемниках, расчетную активную нагрузку определим по формуле, кВт

$$P_p = K_c \cdot P_{\text{ном}}. \quad (3.1)$$

где K_c – коэффициент спроса [1];

$P_{\text{ном}}$ – суммарная номинальная мощность электроприемников объекта, кВт.

Расчетную реактивную нагрузку определим по формуле, кВар

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg} \varphi. \quad (3.2)$$

где $\text{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности, который соответствует $\cos \varphi$ данной группы приемников, [1].

Таким образом, полная нагрузка объекта равна

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (3.3)$$

Активная нагрузка освещения вычисляется по формуле, кВт

$$P_{\text{ро}} = K_{\text{со}} \cdot P_{\text{но}}. \quad (3.4)$$

где $K_{\text{со}}$ – коэффициент спроса на осветительную установку, [1]; $P_{\text{но}}$ – суммарная номинальная мощность осветительной нагрузки, кВт.

$$P_{\text{но}} = P_o \cdot F. \quad (3.5)$$

где P_o – удельная плотность нагрузки на 1 м^2 производственной площади, [1], кВт/м²;

F – площадь соответствующего объекта с учётом масштаба, м². Производственные площади определяются по генеральному плану.

Реактивная нагрузка освещения определяется по выражению, кВар

$$Q_{p0} = P_{p0} \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (3.6)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности светильников, который соответствует $\cos \varphi$ данного типа светильников, [1]

Полная расчетная мощность объекта, кВ·А

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p0})^2 + (Q_p + Q_{p0})^2}. \quad (3.7)$$

Рассмотрим расчет на примере механического корпуса (№1 по генплану).

Расчетная активная нагрузка, кВт

$$P_{p1} = 0,85 \cdot 12800 = 10880.$$

Расчетная реактивная нагрузка, кВар

$$Q_{p1} = 10880 \cdot 0,62 = 6743.$$

Номинальная мощность осветительной нагрузки, кВт

$$P_{нo1} = 0,015 \cdot 9800 = 147.$$

Активная нагрузка освещения, кВт

$$P_{p01} = 147 \cdot 0,85 = 124,95.$$

Реактивная нагрузка освещения, кВт

$$Q_{p01} = 124,95 \cdot 0,48 = 60,52.$$

Полная расчетная мощность цеха, кВ·А

$$S_{p1} = \sqrt{(10880 + 124,95)^2 + (6743 + 60,52)^2} = 12938.$$

Расчёт нагрузок для остальных объектов проводим аналогично примеру.

Результаты расчетов приведены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Расчетные электрические нагрузки завода

Наименование цеха	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка								Суммарная нагрузка		
	Р _н , кВт	К _с	cosφ	tgφ	Р _р , кВт	Q _р , квар	F, м²	Р _{уд} , кВт/м²	Р _{но} , кВт	К _{со}	Р _{ро} , кВт	cosφ _о	tgφ _о	Q _{ро} , квар	Р _{рΣ} , кВт	Q _{рΣ} , квар	S _р , кВ·А
Потребители 0,4 кВ																	
1 Механический корпус	12800	0,85	0,85	0,62	10880	6743	9800	0,015	147,00	0,85	124,95	0,9	0,48	60,52	11005	6803	12938,09
2 Термический цех	500	0,8	0,8	0,75	400	300	228,89	0,017	3,89	0,85	3,3075	0,9	0,48	1,60	403,3	301,6	503,6076
3 Опытный цех	1450	0,7	0,8	0,75	1015	761,3	1080,9	0,016	17,29	0,95	16,429	0,9	0,48	7,96	1031	769,2	1286,673
4 Блок вспомогательных цехов	1900	0,4	0,7	1,02	760	775,4	445,07	0,016	7,12	0,8	5,6969	0,9	0,48	2,76	765,7	778,1	1091,675
5 Лабораторный корпус	2500	0,5	0,8	0,75	1250	937,5	2102,4	0,016	33,64	0,8	26,911	0,9	0,48	13,03	1277	950,5	1591,859
6 Компрессорная 0,4 кВ	210	0,7	0,8	0,75	147	110,3	101,73	0,015	1,53	0,85	1,2971	0,9	0,48	0,63	148,3	110,9	185,1648
7 Заводоуправление, столовая	250	0,7	0,8	0,75	175	131,3	885,9	0,016	14,17	0,9	12,757	0,9	0,48	6,18	187,8	137,4	232,6784
8 Деревообрабатывающий цех	250	0,6	0,7	1,02	150	153	169,55	0,012	2,03	0,8	1,6277	0,9	0,48	0,79	151,6	153,8	215,9889
9 Кислородная станция	210	0,7	0,8	0,75	147	110,3	50,865	0,016	0,81	0,95	0,7731	0,9	0,48	0,37	147,8	110,6	184,5933
10 Водородная станция	200	0,7	0,8	0,75	140	105	67,82	0,016	1,09	0,8	0,8681	0,9	0,48	0,42	140,9	105,4	175,9468
11 Главный магазин	40	7	0,8	0,75	280	210	360,29	0,016	5,76	0,9	5,1882	0,9	0,48	2,51	285,2	212,5	355,66
12 Трансформаторный цех	120	7	0,8	0,75	840	630	152,6	0,015	2,29	0,85	1,9456	0,9	0,48	0,94	841,9	630,9	1052,122
13 Склад фарфора	30	0,3	0,65	1,17	9	10,52	220,42	0,009	1,98	0,6	1,1902	0,9	0,48	0,58	10,19	11,1	15,0672
14 Зарядная станция	210	0,5	0,8	0,75	105	78,75	84,775	0,015	1,27	0,85	1,0809	0,9	0,48	0,52	106,1	79,27	132,429
15 Склад готовой продукции	80	0,3	0,65	1,17	24	28,06	682,44	0,009	6,14	0,6	3,6852	0,9	0,48	1,78	27,69	29,84	40,70784
16 Склад масел	20	0,3	0,65	1,17	6	7,015	101,73	0,009	0,92	0,6	0,5493	0,9	0,48	0,27	6,549	7,281	9,793082
17 Насосная	600	0,8	0,8	0,75	480	360	101,73	0,012	1,22	0,85	1,0376	0,9	0,48	0,50	481	360,5	601,1317
18 Склад запчастей	40	0,3	0,65	1,17	12	14,03	203,46	0,009	1,83	0,6	1,0987	0,9	0,48	0,53	13,1	14,56	19,58616
Освещение территории							34817	0,00016	5,57	0,57	3,1753	0,9	0,48	1,54	3,175	1,538	3,528136
Итого по 0,4 кВ	21410				16820	11465			255,57		213,57			103,4	17034	11569	20590,61
Потребители 10 кВ																	
6 Компрессорная: синхронный двигатель 10 кВ	8000	0,7	1		5600	0									5600	0	5600
Итого по 10 кВ	8000				5600	0									5600	0	5600
Всего	29410				22420	11465									22634	11569	25418,67

3.2 Определение расчетной нагрузки завода с учетом компенсации реактивной мощности и потерь в трансформаторах

Из таблицы 3.1 полная расчетная мощность нагрузки 0,4 кВ

$$S_p = 20590,61.$$

Так как цеховые трансформаторы и трансформаторы ГПП еще не найдены, то потери активной и реактивной мощности в них определим приближенно. Тогда для цеховых трансформаторов потери активной мощности, кВт

$$\Delta P_{ц.тр} = 0,02 \cdot S_p. \quad (3.8)$$

$$\Delta P_{ц.тр} = 0,02 \cdot 20590,61 = 411,81.$$

Потери реактивной мощности, кВар

$$\Delta Q_{ц.тр} = 0,1 \cdot S_p. \quad (3.9)$$

$$\Delta Q_{ц.тр} = 0,1 \cdot 20590,61 = 2059,06.$$

Экономически целесообразная реактивная мощность которая передается энергосистемой предприятию в часы максимальных нагрузок, кВар

$$Q_{\Sigma} = K_{\alpha} \cdot P_{\Sigma 0,4}. \quad (3.10)$$

$$Q_{\Sigma} = 0,29 \cdot (16820 + 213,57) = 4939,73.$$

где $K_{\alpha} = 0,29$ при $U = 110$ кВ;

Необходимая мощность компенсирующих устройств по предприятию

$$Q_{ку} = Q''_p - Q_{\Sigma}. \quad (3.11)$$

$$\text{Где } Q''_p = Q_{p \Sigma 0,4} - \Delta Q_{цт} = 11568,52 - 2059,06 = 9509,46. \quad (3.12)$$

$$Q_{ку} = Q''_p - Q_{\Sigma} = 9509,46 - 4939,73 = 4569,72.$$

Нескомпенсированная мощность на шинах 10 кВ ГПП

$$Q_{p \Sigma} = Q_{p \Sigma 0,4} \cdot K_{рм} + \Delta Q_{цт}. \quad (3.13)$$

где $K_{рм}$ - коэффициент разновременности максимумов, равный 0,95.

Некомпенсированная мощность на шинах 6-10 кВ ГПП

$$Q_p = Q_{p \Sigma} - Q_{ку} = 13049,15 - 4569,72 = 8479,43. \quad (3.14)$$

В качестве компенсирующих устройств принимаем батареи статических конденсаторов.

Определим потери активной мощности в них, кВар

$$\Delta P_{ку} = \Delta P_{уд} \cdot Q_{ку} = 0,002 \cdot 4569,72 = 9,14. \quad (3.15)$$

где $\Delta P_{уд}$ - удельные потери в БСК, равные 0,002 (0,2%), кВт/кВар.

					БР – 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Общая активная мощность района, отнесенная к шинам 6-10 кВ ГПП с учетом разновременности максимумов силовой нагрузки и потерь в КУ, кВт

$$P_p = (P_{p\Sigma 0,4} + P_{p\Sigma 10}) \cdot K_{pm} + P_{po} + \Delta P_{цт} + \Delta P_{ку}. \quad (3.16)$$

$$P_p = (16820 + 5600) \cdot 0,95 + 213,57 + 411,81 + 9,14 = 21933,52.$$

где $P_{p\Sigma}$ – расчетная активная мощность района, отнесенная к шинам 10 кВ с учетом коэффициента разновременности максимума силовой нагрузки $K_{pm} = 0,95$.

Расчетная нагрузка на шинах 10 кВ ГПП с учетом компенсации реактивной мощности, кВт · А

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{21933,52^2 + 8479,43^2} = 23515,53. \quad (3.17)$$

Потери мощности в трансформаторах ГПП, кВт

$$\Delta P_{тгпп} = 0,02 \cdot S_p = 0,02 \cdot 23515,53 = 470,31.$$

$$\Delta Q_{тгпп} = 0,1 \cdot S_p = 0,1 \cdot 23515,53 = 2351,55.$$

Полная расчетная мощность завода на стороне высшего напряжения ГПП, кВт·А

$$S_{pBH} = \sqrt{(P_p + \Delta P_{тгпп})^2 + (Q_p + \Delta Q_{тгпп})^2}. \quad (3.18)$$

$$S_{pBH} = \sqrt{(21933,52 + 470,31)^2 + (8479,43 + 2351,55)^2} = 24884,57.$$

4 Определение центра электрических нагрузок

Главная понизительная подстанция (ГПП) является одним из основных звеньев системы электроснабжения любого промышленного района. Для определения местоположения ГПП при проектировании системы электроснабжения на генплан промышленного района наносится картограмма нагрузок. Картограмма нагрузок района представляет собой размещенные по генплану окружности, причем площади, ограниченные этими окружностями, в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам объектов. Для каждого объекта наносится своя окружность, центр которой совпадает с центром нагрузок объекта.

Радиус окружности определяют по формуле, мм

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{Pi}}{\pi \cdot \mu}}. \quad (4.1)$$

где P_{Pi} - расчетная активная нагрузка i -го объекта, кВт;
 μ - масштаб для определения площади круга, кВт/мм².

Картограмма электрических нагрузок позволяет наглядно представить распределение нагрузок по территории завода.

Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга. Угол сектора α определяется из соотношения активной суммарной нагрузки цеха и осветительной нагрузки по формуле:

$$\alpha_i = \frac{P_{poi}}{P_{Pi}} \cdot 360. \quad (4.2)$$

где P_{poi} - осветительная нагрузка цеха, кВт.

Показатели r_i и α_i приведены по объектам в приложении В.

При определении центра электрических нагрузок считается, что нагрузка распределена равномерно по площади объекта. Тогда центр нагрузок объекта будет совпадать с центром тяжести фигуры, изображающей объект в генплане. В этом случае центр нагрузок предприятия можно определить по формулам, м

$$x_0 = \frac{\sum_1^n P_{Pi} \cdot x_i}{\sum_1^n P_{Pi}}. \quad (4.3)$$

$$y_0 = \frac{\sum_1^n P_{Pi} \cdot y_i}{\sum_1^n P_{Pi}}. \quad (4.4)$$

где x_i, y_i - координаты центра электрической нагрузки i -го объекта
Расчет центра нагрузок приводится в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Определение центра электрических нагрузок района

№ цеха на генплане	$P_{p\Sigma}$, кВт	P_{po} , кВт	R	α	X, м	Y, м	$P_{p\Sigma} \cdot X$, кВт·м	$P_{p\Sigma} \cdot Y$, кВт·м
1	11004,95	124,95	59	4	70	64	770346,50	702374,75
2	403,31	3,31	11	3	196	83	78882,20	33628,73
3	1031,43	16,43	18	6	176	46	181561,91	47779,45
4	765,70	5,70	16	3	15	11	11823,26	8670,39
5	1276,91	26,91	20	8	193	134	245805,37	170880,74
6	148,30	1,30	7	3	169	94	25036,03	13891,95
7	187,76	12,76	8	24	217	74	40781,92	13916,10
8	151,63	1,63	7	4	171	78	25910,50	11862,64
9	147,77	0,77	7	2	84	143	12473,79	21144,60
10	140,87	0,87	7	2	84	130	11890,92	18271,42
11	285,19	5,19	10	7	207	11	59008,80	3229,34
12	841,95	1,95	16	1	8	142	6933,67	119605,80
13	10,19	1,19	2	42	59	8	597,93	83,92
14	106,08	1,08	6	4	77	8	8190,07	873,61
15	27,69	3,69	3	48	118	11	3277,44	313,49
16	6,55	0,55	1	30	120	140	788,81	916,91
17	481,04	1,04	12	1	43	144	20797,80	69326,01
18	13,10	1,10	2	30	105	140	1375,36	1833,82
0	3,18	3,18	1	360	114	76	362,83	241,88
<i>итого по 0,4 кВ</i>	17033,57						1505845,11	1238845,54
8	5600		42		171	78	956941,18	438117,65
<i>итого по 10 кВ</i>	5600						956941,18	438117,65
ВСЕГО	22633,6						2462786,29	1676963,19

X = 109

Y = 74

5 Определение рационального напряжения питания, числа и мощности трансформаторов ГПП

В системах электроснабжения промышленных предприятий мощность силовых трансформаторов должна обеспечить в нормальных условиях питание всех приемников. Надежность электроснабжения предприятия достигается за счет установки на подстанции двух трансформаторов. При аварии одного трансформатора, другой будет покрывать всю мощность потребителей 1-ой и 2-ой категории с учетом перегрузочной способности трансформатора.

Определим рациональное напряжение системы внешнего электроснабжения по формуле Стила, кВ

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P}. \quad (5.1)$$

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{6 + 16 \cdot 22634} = 83,27.$$

Рассчитываем два варианта по технико-экономическим затратам 10 кВ и 110 кВ.

Мощность трансформаторов ГПП выбирается по формуле, кВ·А

$$S_m \geq \frac{S_{рВН}}{K_3 \cdot n_m}. \quad (5.2)$$

где $S_{рВН}$ – полная расчетная мощность завода, кВ·А;

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов;

n_m – число трансформаторов.

$$S_m \geq \frac{24884,57}{0,7 \cdot 2} = 17774,69.$$

Принимаем стандартную мощность трансформатора $S_{ст.тр.} = 25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме

$$K_{3.НР} = \frac{S_{рВН}}{n_m \cdot S_{нм}} \leq 0,7. \quad (5.3)$$

$$K_{3.НР} = \frac{24884,57}{2 \cdot 25000} = 0,5 \leq 0,7.$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в аварийном режиме

$$K_{3.ар} = \frac{S_{рВН}}{S_{нм}} \leq 1,4. \quad (5.4)$$

$$K_{3.ар} = \frac{24884,57}{25000} = 1 \leq 1,4.$$

Для сравнения технико-экономических показателей выбираем по [6] трансформатор ТДН-25000/110.

Таблица 5.1– Каталожные данные трансформаторов

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВА	Напряжение обм.		Потери, кВт		$U_k, \%$	Стоимость, тыс. руб.
		ВН	НН	P_{xx}	P_{k3}		
ТДН-25000/110	25	115	11	19	120	10,5	7557

6 Сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой, средней и малой мощности. Рассматриваемое предприятие относится к объектам средней мощности, для которых, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приёмным пунктом электроэнергии (ГПП). Если имеются потребители I категории, то предусматривают секционирование шин приемного пункта и питание каждой секции по отдельной линии. Согласно заданию питание может быть осуществлено от ТЭЦ с повышающими трансформаторами 10,5/115 кВ. Для технико-экономического сравнения выбираем два варианта электроснабжения: от шин ТЭЦ 10 кВ кабельной линией (1-й вариант) и от трансформаторов воздушной линией 110 кВ (2-ой вариант). Схемы электроснабжения согласно вариантам представлены на рисунке 2. Итогом технико-экономического сравнения двух вариантов электроснабжения является сравнение приведенных затрат двух вариантов.

Приведенные затраты, тыс.руб.

$$Z = p_n \cdot K + I \quad (6.1)$$

где p_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, $p_n = 0,125$ 1/год;

K , I – соответственно капитальные затраты и ежегодные расходы в рассматриваемых вариантах схем электроснабжения промышленных предприятий.

Капитальные затраты для рассматриваемых вариантов схем внешнего электроснабжения определяются по формуле, тыс. руб.

$$K_{\Sigma} = K_{ЛЭП} + K_{ГПП} \quad (6.2)$$

где $K_{ЛЭП}$ – капиталовложения на сооружение воздушной линии, складываются из капиталовложений в линию и в системные выключатели Q_1 , тыс. руб.;

$K_{ГПП}$ – капиталовложения в ГПП, складываются из капиталовложений в трансформаторы и выключатели Q_2 , тыс. руб.

Капитальные затраты в линии электропередач напряжения, тыс. руб.

$$K_{ЛЭП} = K_{ВЛ} + K_{Q_1} \quad (6.3)$$

$$K_{ВЛ} = K_{оВЛ} \cdot l \quad (6.4)$$

где $K_{оВЛ}$ – стоимость 1 км воздушной линии, тыс. руб./км [7]; l – длина воздушной линии, км.

$$K_{Q_1} = K_{Q_2} = K_Q \cdot n_Q \quad (6.5)$$

где K_Q – стоимость одного выключателя, тыс. руб.; n_Q – количество выключателей.

					БР – 140400.62 ПЗ	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$K_{ГПП} = K_T + K_{Q2} \quad (6.6)$$

$$K_T = K_{отр} \cdot n_{тр} \quad (6.7)$$

где $K_{отр}$ – стоимость одного трансформатора [7], тыс. руб.; $n_{тр}$ – число трансформаторов ГПП.

Суммарные ежегодные расходы в сравниваемых вариантах схем электроснабжения находят по формуле, тыс.руб./год.

$$И = \sum_1^n I_{ai} + \sum_1^n I_{oi} + \sum_1^n I_{нэi} \quad (6.8)$$

где $\sum_1^n I_{ai}$ – суммарные амортизационные отчисления по электрическим сетям и подстанциям, руб./год;

$\sum_1^n I_{oi}$ – суммарные ежегодные расходы на обслуживание электрических сетей и подстанций, руб./год;

$\sum_1^n I_{нэi}$ – суммарная стоимость годовых потерь электроэнергии в сетях и подстанциях, руб./год;

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой, средней и малой мощности. Рассматриваемое предприятие относится к объектам средней мощности, для которых, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приёмным пунктом электроэнергии (ГПП).

Согласно заданию питание может быть осуществлено от ТЭЦ с трансформаторами 10,5/115 кВ. Для технико-экономического сравнения выбираем два варианта электроснабжения: от шин трансформатора ТЭЦ воздушной линией 110 кВ (1-й вариант) и кабельной линией 10 кВ от шин ТЭЦ (2-ой вариант). Схемы электроснабжения согласно вариантам представлены на рисунке 2.

Итогом технико-экономического сравнения двух вариантов электроснабжения является сравнение приведенных затрат двух вариантов.

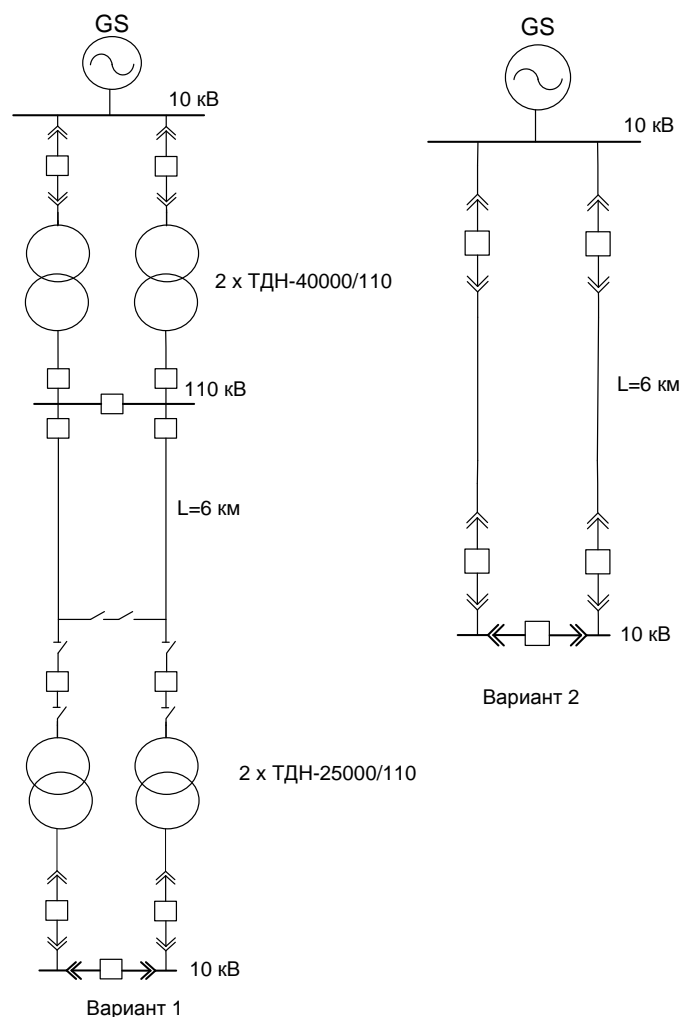


Рисунок 6.1 – Схемы сравнения вариантов внешнего электроснабжения

6.1 Первый вариант внешнего электроснабжения 110 кВ

6.1.1 Выбор сечения проводов ВЛ

Определяем расчетные токи в нормальном и аварийном (обрыв одной цепи) режимах, А

$$I_p = \frac{S_{pBH}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (6.9)$$

где n – число цепей.

$$I_p = \frac{24884,57}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 65,31$$

$$I_{раб.макс} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (6.10)$$

$$I_{раб.макс} = \frac{24884,57}{\sqrt{3} \cdot 110} = 130,61$$

По величине расчетного тока и экономической плотности тока найдем расчетное сечение проводов линии 110 кВ, мм²

$$F = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} \quad (6.11)$$

где $j_{\text{эк}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, выбираемое по [1] в зависимости от годового числа часов использования максимума нагрузки. При $T_{\text{max}}=4500$ ч /4/, $j_{\text{эк}}=1,4$ А/мм².

$$F = \frac{65,31}{1,4} = 46,65$$

Принимаем стандартное сечение $F_{\text{ст}}=70$ мм².

$$I_{\text{доп}} = 265 \text{ А} \geq I_{\text{раб. макс}} = 130,46 \text{ А}$$

Для линии 110 кВ сечение провода 70 мм² является минимально допустимым по условию короны.

6.1.2 Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения

Капитальные вложения в ЛЭП

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_{\text{В+Р}} + K_{\text{Л}}, \quad (6.12)$$

Стоимость ячейки элегазового выключателя ЯЭ-110Л-23 составляет 2722,5 тыс.руб, разъединителя РНДЗ-110У/1000 равна 75,9 тыс. руб. [7].

Тогда общая стоимость

$$K_{\text{В+Р}} = 2 \cdot 2798,4 = 5596,8 \text{ тыс.руб}$$

Стоимость сооружения 1 км воздушной линии 110 кВ на стальных опорах с подвеской одной цепи и проводом марки АС-70/11 равна 2392,5 тыс.руб. [7].

Капитальные вложения в сооружение 6 км ЛЭП, тыс.руб.

$$K_{\text{Л}} = 14,5 \cdot 2 \cdot 6 \cdot 165 = 28710$$

Суммарные капитальные вложения в ЛЭП, тыс.руб

$$K_{\text{ЛЭП}} = 5596,8 + 28710 = 34306,8.$$

Капитальные вложения в ГПП

$$K_{\text{ГПП}} = K_{\text{В}} + K_{\text{Р}} + K_{\text{Т}} \quad (6.13)$$

Стоимость двух трансформаторов ТДН–25000/110, тыс.руб. [7]

$$K_{\text{Т}} = 2 \cdot 7557 = 15114$$

Суммарные затраты на ГПП, тыс.руб.

$$K_{\text{ГПП}} = K_{\text{Т}} + K_{\text{В}} + K_{\text{Р}} = 15114 + 2722,5 \cdot 2 + 4 \cdot 75,9 = 20862,6$$

Суммарные капиталовложения по первому варианту, тыс.руб.

$$K_{\Sigma} = K_{ЛЭП} + K_{ЛПШ} = 34306,8 + 20862,6 = 55169,4$$

6.1.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

Ежегодные издержки на амортизацию, и обслуживание составят, тыс.руб:

$$I_{\Sigma}^{AM} = I_{ЛЭП}^{AM} + I_{В+Р}^{AM} + I_{ТР}^{AM} + I_{В+Р(ЛПШ)}^{AM} \quad (6.14)$$

$$I_{\Sigma}^{AM} = \frac{2,8}{100} \cdot 28710 + \frac{6,3}{100} \cdot 5596,8 + \frac{6,3}{100} \cdot 15114 + \frac{6,3}{100} \cdot 5748,6 = 2470,82$$

$$I_{\Sigma}^O = I_{ЛЭП}^O + I_{В+Р}^O + I_{ТР}^O + I_{В+Р(ЛПШ)}^O \quad (6.15)$$

$$I_{\Sigma}^O = \frac{0,4}{100} \cdot 28710 + \frac{3}{100} \cdot 5596,8 + \frac{3}{100} \cdot 15114 + \frac{3}{100} \cdot 5748,6 = 908,62$$

Нормы амортизационных отчислений для силового оборудования и ВЛ из [8].

Ежегодные издержки на покрытие потерь электроэнергии

$$I_{ПЭ} = \beta \cdot \Delta \mathcal{E} \quad (6.14)$$

где $\Delta \mathcal{E}$ – потери электроэнергии, кВт/ч; β – стоимость 1 кВт/ч электроэнергии.

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P \cdot \tau \quad (6.15)$$

где ΔP - потери мощности в элементе системы электроснабжения, кВт; τ - время потерь, ч.

Время потерь, ч

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{МАКС}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (6.16)$$

где $T_{МАКС}$ - число часов использования максимума, равное для электротехнических заводов 4500 ч [2].

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2886,21$$

Потери мощности в воздушной линии, кВт

$$\Delta P = \frac{S_P^2}{U^2} \cdot \frac{r_0 \cdot l}{n} \quad (6.17)$$

					БР – 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

где r_0 - активное сопротивление 1 км воздушной линии, Ом/км; l - длина воздушной линии, км; n - количество параллельно подключенных цепей.

$$\Delta P = \frac{24,86^2}{110^2} \cdot \frac{0,42 \cdot 6}{2} \cdot 10^3 = 64,33$$

Годовые потери энергии в линиях

$$\Delta \mathcal{E}_{ЛЭП} = 64,33 \cdot 2886,21 = 185690,9$$

Годовые потери энергии в трансформаторах, кВт·ч

$$\Delta \mathcal{E}_{ТР} = n_{ТР} \cdot \Delta P_{ХХ} \cdot T_m + \frac{1}{n_{ТР}} \cdot \Delta P_{КЗ} \cdot \left(\frac{S_P}{S_{НОМ.ТР}} \right)^2 \cdot \tau \quad (6.18)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{ТР} = 2 \cdot 19 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 120 \cdot \left(\frac{24856,43}{25000} \right)^2 \cdot 2886,21 = 342577,1$$

где $\Delta P_{ХХ}$ - потери холостого хода трансформатора, кВт [6];

$\Delta P_{КЗ}$ - потери короткого замыкания трансформатора, кВт [6].

Годовые потери энергии, кВт·ч/год

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{ЛЭП} + \Delta \mathcal{E}_{ТР} \quad (6.19)$$

$$\Delta \mathcal{E} = 185690,9 + 342577,1 = 528688,7$$

Ежегодные издержки на потери электроэнергии, руб

$$И_{ПЭ} = 1,5 \cdot 10^{-2} \cdot 528688,7 = 7930,33.$$

Суммарные годовые издержки, тыс.руб/год

$$И_{\Sigma} = И_{\Sigma}^{AM} + И_{\Sigma}^O + И_{ПЭ} = 2880,39 + 1103,65 + 7930,33 = 11309,77$$

Приведенные затраты по первому варианту, тыс.руб/год

$$З_{\Sigma} = 0,125 \cdot 61670,4 + 11309,77 = 18205,95$$

6.2 Второй вариант внешнего электроснабжения 10 кВ

6.2.1 Выбор сечения проводов КЛ

Для обеспечения бесперебойности питания прокладываем в траншее 6 параллельных кабельных линий.

Определяем расчетные токи в нормальном и аварийном режимах, А

$$I_p = \frac{S_P}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (6.20)$$

$$I_p = \frac{24884,57}{6 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 179,58$$

$$I_{\text{раб. макс}} = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (6.21)$$

$$I_{\text{раб. макс}} = \frac{24884,57}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 359,17$$

Выбираем сечение жил кабельных линий, учитывая допустимую перегрузку в аварийном режиме и снижение допустимого тока в нормальном режиме при прокладке кабелей в одной траншее. Принимаем время ликвидации аварии максимальным (6 часов), а коэффициент загрузки линий в нормальном режиме 0,6. В соответствии с [4] допустимая перегрузка составляет 1,25. Коэффициент снижения токовой нагрузки $K_{\text{С.Н.}}$, согласно ПУЭ, принимаем равным 0,9.

Допустимый ток кабельной линии определяется из соотношения, А:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{МАХ.Р}}}{1,25 \times K_{\text{С.Н.}}} \quad (6.22)$$

$$I_{\text{доп}} = \frac{359,17}{1,25 \times 0,9} = 319,27$$

Принимаем кабель АПвП-185 мм² ($I_{\text{доп}}=371\text{А}$).

6.2.2 Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения

Капитальные вложения в ЛЭП

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_{\text{В}} + K_{\text{Л}} \quad (6.23)$$

Стоимость ячейки вакуумного выключателя ВВТЭ-10 составляет 412,5 тыс.руб. [7].

Тогда общая стоимость, тыс.руб.

$$K_{\text{В+Р}} = 2 \cdot 412,5 = 825$$

Стоимость сооружения 1 км кабельной линии 10 кВ кабелем марки АПвП–185 равна 1188 тыс.руб.[7].

Капитальные вложения в сооружение 6 км ЛЭП, тыс.руб

$$K_{\text{Л}} = 6 \cdot 1188 = 57024.$$

Суммарные капитальные вложения в ЛЭП, тыс.руб.

$$K_{\text{ЛЭП}} = 825 + 57024 = 57849$$

6.2.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

Ежегодные издержки на амортизацию, и обслуживание составят, тыс.руб.:

$$I_{\Sigma}^{AM} = I_{ЛЭП}^{AM} + I_B^{AM} \quad (6.24)$$

$$I_{\Sigma}^{AM} = \frac{5,3}{100} \cdot 57024 + \frac{6,4}{100} \cdot 825 = 3075,07$$

$$I_{\Sigma}^O = I_{ЛЭП}^O + I_B^O \quad (6.25)$$

$$I_{\Sigma}^O = \frac{2,0}{100} \cdot 57024 + \frac{3,0}{100} \cdot 725 = 1165,23$$

Нормы амортизационных отчислений для силового оборудования и КЛ из [8].

Ежегодные издержки на покрытие потерь электроэнергии

$$I_{ПЭ} = \beta \cdot \Delta \mathcal{E} \quad (6.26)$$

$\Delta \mathcal{E}$ – потери электроэнергии, кВт/ч; β – стоимость 1 кВт/ч электроэнергии.

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P \cdot \tau \quad (6.27)$$

где ΔP - потери мощности в элементе системы электроснабжения, кВт;
 τ - время потерь, ч.

Время потерь

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{МАКС}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (6.28)$$

где $T_{МАКС}$ - число часов использования максимума, равное для электротехнических заводов 4500 ч [2].

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2886$$

Потери мощности в кабельной линии, кВт

$$\Delta P = \frac{S_P^2}{U^2} \cdot \frac{r_0 \cdot l}{n} \quad (6.29)$$

где r_0 - активное сопротивление 1 км кабельной линии, Ом/км; l - длина кабельной линии, км; n - количество параллельно подключенных цепей.

$$\Delta P = \frac{24856,43^2}{10^2} \cdot \frac{0,122 \cdot 6}{6} \cdot 10^{-3} = 565,33$$

Годовые потери энергии в линиях, кВт·ч

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ЛЭП}} = 565,33 \cdot 2886 = 1631647,90$$

Годовые потери энергии, кВт·ч/год

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{\text{ЛЭП}} = 1631647,90$$

Ежегодные издержки на потери электроэнергии, руб

$$I_{\text{ПЭ}} = \beta \cdot \Delta \mathcal{E} = 1,5 \cdot 10^{-2} \cdot 1631647,90 = 24474,72.$$

Суммарные годовые издержки, тыс. руб/год

$$I_{\Sigma} = I_{\Sigma}^{\text{AM}} + I_{\Sigma}^{\text{O}} + I_{\text{ПЭ}} = 3075,07 + 1165,23 + 24474,72 = 28715,02$$

Приведенные затраты по первому варианту, тыс. руб/год

$$Z_{\Sigma} = 0,125 \cdot 57849 + 28715,02 = 35946,15$$

Таблица 6.2 – Сравнение вариантов внешнего электроснабжения

№ вар.	K _Σ , тыс. р./год	Ежегодные издержки, р./год			Z _Σ , р./год
		I _Σ ^{AM}	I _Σ ^O	I _{ПЭ}	
1(110)	55169,4	2470,82	908,62	7930,33	18205,95
2 (10)	57849	3075,07	1165,23	24474,72	35946,15

Вывод: предпочтение отдаем первому варианту, в котором питание ГПП предприятия осуществляется по ВЛ от шин 110 кВ подстанции ТЭЦ. Разница приведенных затрат сравниваемых вариантов составляет 49,4%.

7 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности

При выборе числа и мощности цеховых трансформаторов одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ.

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в цеховой сети, определяют в два этапа:

1. Выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов;

2. Определяют дополнительную мощность НБК в целях оптимального снижения потерь в трансформаторах и в сети напряжением 10 кВ предприятия.

Суммарная расчетная мощность НБК

$$Q_{HK} = Q_{HK1} + Q_{HK2}, \quad (7.1)$$

где Q_{HK1} и Q_{HK2} – суммарные мощности НБК, определенные на двух указанных этапах расчета.

7.1 Выбор оптимального числа цеховых трансформаторов

Мощность цеховых трансформаторов выбирается по удельной плотности нагрузки, кВА/м²

$$\sigma_n = \frac{S_p}{F}. \quad (7.2)$$

где S_p – расчетная мощность цеха, F – площадь цеха

Расчет проведем для цеха №1

$$\sigma_n = \frac{12938,09}{9800} = 1,32$$

При плотности нагрузки до $\sigma_n = 0,2$ кВ · А/м² целесообразно применять трансформаторы мощностью до 1000 и 1600 кВ·А, при плотности 0,2 – 0,5 кВ · А/м² – мощностью 1600 кВ·А. При плотности более 0,5 кВ · А/м² целесообразность применения трансформаторов мощностью 1600 или 2500 кВ·А.

Выбираем трансформатор мощностью 1600 кВА

Минимальное число цеховых трансформаторов $N_{мин}$ одинаковой мощности $S_{ном.т}$ для питания технологически связанных нагрузок

$$N_{мин} = \frac{P_p}{K_3 \cdot S_{ном.т}} + \Delta N \quad (7.3)$$

$$N_{мин} = \frac{11004,95}{0,75 \cdot 1600} = 9,83 + 0,17 = 10$$

где P_p – расчетная активная мощность технологически связанных нагрузок, кВт; K_3 – коэффициент загрузки трансформатора(для потребителей I категории $K_3 = 0,75 - 0,8$);

Оптимальное число трансформаторов

$$N_{\text{опт}} = N_{\text{мин}} + m = 10 + 0 = 10 \quad (7.4)$$

где m – дополнительные трансформаторы.

Результаты расчета для остальных цехов представлены в табл. 7.1 и 7.2.

Таблица 7.1 – Результаты расчета количества трансформаторов в цехах.

Подстанции	$\delta, \text{м}^2$	$N_{\text{мин}}$		$N_{\text{доп}}$	m	$N_{\text{опт}}$
		без $N_{\text{доп}}$	с $N_{\text{доп}}$			
ТП цех 1	1,320	9,17	10	0,83	0	10
ТП цех 5	0,757	2,53	3	0,47	0	3
ТП цех 3, 11	1,140	2,61	3	0,39	0	3
ТП цех 4, 13, 14, 15	0,893	1,80	2	0,20	0	2
ТП цех 2,7	0,660	1,85	2	0,15	0	2
ТП цех 12, 17	6,501	2,62	3	0,38	0	3
ТП цех 9, 10, 16, 18, осв. терр.	0,011	0,87	1	0,13	0	1
ТП цех 6, 8	1,479	0,83	1	0,17	0	1

Сведем в таблицу результаты выбора цеховых трансформаторов.

Таблица 7.2 – Выбор цеховых трансформаторов

Наимен. пункта пит-я	Потребители	Место распол. пункта пит-я	P_p кВт	Q_p кВар	$S_{\text{ном.т.}}$ кВ·А	K_3	$N_{\text{опт}}$	Тип трансформатора
ТП1-7	цех 1	Цех №1	11004,95	6803,33	1600	0,75	10	ТСЗ-1600/10 УЗ
ТП8, ТП9	цех 5	Цех № 5	1276,91	950,53	630	0,8	3	ТСЗ-630/10 УЗ
ТП10, ТП11	цех 3, 11	Цех № 3	1316,62	981,72	630	0,8	3	ТСЗ-630/10 УЗ
ТП12	цех 4, 13, 14, 15	Цех №4	909,65	898,33	630	0,8	2	ТСЗ-630/10 УЗ
ТП13	цех 2, 7	Цех №2	591,06	439,03	400	0,8	2	ТСЗ-400/10 УЗ
ТП14, ТП15	цех 12, 17	Цех №17	1322,98	991,44	630	0,8	3	ТСЗ-630/10 УЗ
ТП16	цех 9, 10, 16, 18, осв. терр.	Цех №10	311,46	239,43	400	0,9	1	ТСЗ-400/10 УЗ
ТП17	цех 6, 8	Цех №8	299,92	264,70	400	0,9	1	ТСЗ-400/10 УЗ

8 Выбор компенсирующих устройств

8.1 Выбор числа и мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах

Рассчитаем компенсацию реактивной мощности для механического корпуса, используя данные таблиц 5 и 6.

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, кВар

$$Q_{\max.т} = \sqrt{(N_{\text{ОПТ}} \cdot K_3 \cdot S_{\text{НОМ.Т}})^2 - P_P^2} \quad (8.1)$$

$$Q_{\max.т} = \sqrt{(11 \cdot 0,75 \cdot 1600)^2 - 11004,95^2} = 4784,46$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ составит, кВар

$$Q_{\text{НК1}} = Q_P - Q_{\max.т} \quad (8.2)$$

$$Q_{\text{НК1}} = 6803,33 - 4784,46 = 2018,87$$

Дополнительная мощность $Q_{\text{НК2}}$ НБК для данной группы трансформаторов определяется по формуле

$$Q_{\text{НК2}} = Q_P - Q_{\text{НК1}} - \gamma \cdot N_{\text{ОПТ}} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (8.3)$$

$$Q_{\text{НК2}} = 6803,33 - 2018,87 - 0,58 \cdot 10 \cdot 1600 = -4495,54$$

где γ – расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров $K_{P1}=15$ (Сибирь) и $K_{P2}=3$ (длина питающей линии 100 м) и магистральной схемы питания цеховых ТП [2], равный 0,58.

Так как $Q_{\text{НК2}} < 0$, то для данной группы трансформаторов реактивная мощность $Q_{\text{НК2}}$ принимается равной нулю.

Суммарная мощность НБК цеха составит, кВар

$$Q_{\text{НК}} = Q_{\text{НК1}} + Q_{\text{НК2}} \quad (8.4)$$

$$Q_{\text{НК}} = 2018,87 + 0 = 2018,87$$

Расчетную мощность НБК $Q_{\text{НК}}$ округляем до стандартной ближайшей мощности комплектных конденсаторных установок с помощью (3, таблица 6.1).

Результаты расчета компенсации реактивной мощности для остальных цехов сведем в таблицу 8.1.

					БР – 140400.62 ПЗ	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 8.1 – Выбор мощности комплектных конденсаторных установок напряжением 0,4 кВ с автоматическим регулированием

Наименование ТП	Q _Р , кВар	Q _{МАХ.Т} , квар	Q _{НК1} , кВар	Q _{НК2} , кВар	Q _{НК} РАСЧ, кВар	Q _{НК} ФАКТ, кВар	Кол.шт.	Тип НБК
ТП1-5	6803,3	4784,5	2018,9	0	2018,9	337,5	6	УКМ 58-0,4-337,5-37,5УЗ
ТП6-7	950,5	809,7	140,8	0	140,8	150	1	УКМ 58-0,4-150-30УЗ
ТП8-9	981,7	743,4	238,3	0	238,3	268	1	УКМ 58-0,4-268-67УЗ
ТП10	898,3	434,3	464,1	0	464,1	268	2	УКМ 58-0,4-268-67УЗ
ТП11	439,0	245,4	193,6	0	193,6	200	1	УКМ 58-0,4-200-33,3УЗ
ТП12-13	991,4	732,0	259,4	0	259,4	286	1	УКМ 58-0,4-268-67УЗ
ТП14	239,4	180,5	58,9	0	58,9	67	1	УКМ 58-0,4-67-33,3УЗ
ТП15	264,7	199,1	65,6	0	65,6	67	1	УКМ 58-0,4-67-33,3УЗ

8.2 Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 6-10 кВ

При выборе КУ при допущении о незначительной длине линий на предприятии можно представить все предприятие как узел сети 10 кВ, к которому подключены реактивная нагрузка и три типа источников реактивной мощности: синхронные двигатели 10 кВ, энергосистема и высоковольтные конденсаторные батареи.

Баланс реактивной мощности в узле 10 кВ предприятия имеет вид

$$\sum Q_{РАСЧ}^{10кВ} - \sum Q_{ВК} - \sum Q_{СД} - Q_{ЭС} + \sum \Delta Q_{ЦТ} = 0. \quad (8.4)$$

Каждый установленный синхронный двигатель является источником реактивной мощности, экономически целесообразно использовать полностью располагаемую реактивную мощность СД, определяемую по формуле

$$\sum Q_{СДр} = n \cdot \alpha_m \cdot P_{ном.СД}^2 \cdot tg\phi \quad (8.5)$$

$$\sum Q_{СДр} = 4 \cdot 0,7 \cdot 2000 \cdot 0,33 = 1848$$

где α_i - коэффициент допустимой перегрузки СД [2].

Суммарные реактивные потери в цеховом трансформаторе определяются по [2].

Таким образом, требуемая мощность ВБК определяется из формулы

$$\sum Q_{ВК} = \sum Q_{РАСЧ}^{10кВ, ГПП} - \sum Q_{НБК} + \sum \Delta Q_{ЦТ} - \sum Q_{СДр} + \Delta Q_{Т. ГПП} - Q_{Э} \quad (8.6)$$

$$\sum Q_{ВК} = 13049,15 - 3599 + 1069 - 1848 + 2349,34 - 4939,74 = 6082,97 \text{ кВар}.$$

Устанавливаем 4УКЛ(П)56-10,5-1800 УЗ(У1).

9 Выбор кабелей

Перед расчетом токов КЗ, необходимо выбрать кабели, которые соединяют ГПП с цеховыми трансформаторами и трансформаторы, соединенные по магистральной схеме.

В качестве примера произведем расчет самого нагруженного участка.
ГПП – ТП 1

Для бесперебойного питания спроектированы две параллельно проложенные в траншее кабельные линии с расстоянием между ними 100 мм.

Расчетный рабочий ток в нормальном режиме, А

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_p}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (9.1)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{9600}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 138,56$$

Расчетный рабочий ток в аварийном режиме, А

$$I_{\text{раб. макс}} = \frac{S_p}{(n_{\text{ц}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (9.2)$$

$$I_{\text{раб. макс}} = \frac{9600}{(4 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 184,75$$

По справочным материалам выбираем кабель марки ААШв-10 с алюминиевыми жилами в алюминиевой оболочке с наружным шланговым покрытием, на напряжение 10 кВ. Определяем сечение жил кабельных линий, учитывая допустимую перегрузку в аварийном режиме и снижение допустимого тока в нормальном режиме при прокладке кабелей в одной траншее.

По [4] находим, что допустимая перегрузка K_3 составляет 1,25. Коэффициент K_2 снижения токовой нагрузки принимаем по (7, таблица 4.4) равным 0,9. Коэффициент K_1 принимаем равным 1, считая, что температура соответствует расчетной температуре среды, для которой составлены таблицы по определению $I_{\text{доп}}$.

Допустимый ток кабельной линии определяется из соотношения, А

$$I_{\text{доп}}^{\text{расч}} \geq \frac{I_{\text{раб. макс}}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3} \quad (9.3)$$

$$I_{\text{доп}}^{\text{расч}} = \frac{184,75}{1 \cdot 0,9 \cdot 1,25} = 164,22$$

По [9] и на основе проведенных расчетов выбираем кабель ААШв-10 с сечением жилы $3 \times 95 \text{ мм}^2$ с $I_{\text{доп}} = 192 \text{ А}$.

Следовательно, выполняется условие

$$I_{\text{доп}}^{\text{расч}} \leq I_{\text{доп}}$$

$$164,22 \text{ А} \leq 192 \text{ А}$$

Результаты расчетов кабелей на 10 кВ сведем в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Выбор кабелей на 10 кВ

Участок	$n_{ц}$	$S_p, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$I_{\text{раб}}, \text{А}$	$I_{\text{раб. макс}}, \text{А}$	$I_{\text{доп. расч}}, \text{А}$	Марка кабеля	$F_{\text{ст}}, \text{мм}^2$	$I_{\text{доп}}, \text{А}$
ГПП-ТП1	4	9600	138,56	184,75	164,22	ААШВ-10	3х95	192
ТП1-ТП2	4	6400	92,38	123,17	109,48	ААШВ-10	3х35	110
ТП2-ТП3	2	3200	92,38	184,75	164,22	ААШВ-10	3х95	192
ГПП-ТП4	4	6400	92,38	123,17	109,48	ААШВ-10	3х35	110
ТП4-ТП5	2	3200	92,38	184,75	164,22	ААШВ-10	3х95	192
ГПП-ТП6	2	1890	54,56	109,12	96,99	ААШВ-10	3х35	110
ТП6-ТП7	2	630	18,19	36,37	32,33	ААШВ-10	3х35	110
ГПП-ТП8	2	1890	54,56	109,12	96,99	ААШВ-10	3х35	110
ТП8-ТП9	2	630	18,19	36,37	32,33	ААШВ-10	3х35	110
ГПП-ТП10	2	1260	36,37	72,75	64,66	ААШВ-10	3х35	110
ГПП-ТП11	2	800	23,09	46,19	41,06	ААШВ-10	3х35	110
ГПП-ТП12	2	1890	54,56	109,12	96,99	ААШВ-10	3х35	110
ТП12-ТП13	2	630	18,19	36,37	32,33	ААШВ-10	3х35	110
ГПП-ТП14	2	400	11,55	23,09	20,53	ААШВ-10	3х35	110
ГПП-РУ1	4	6000	86,60	115,47	102,64	ААШВ-10	3х35	110
РУ1-ТП15	2	400	11,55	23,09	20,53	ААШВ-10	3х35	110

Выбор кабелей на 0,4 кВ производится аналогично. По справочным материалам принимаем кабель АВВГ, а расчет проводим учитывая экономическую плотность тока, по [2] равную 3,1 А/мм².

Расчетное сечение кабеля по экономической плотности тока

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{раб}}}{j_{\text{эк}}} \quad (9.4)$$

Результаты расчетов приведены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Выбор кабелей на 0,4 кВ

Участок	$n_{ц}$	$S_p, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$I_{\text{раб}}, \text{А}$	$I_{\text{раб. макс}}, \text{А}$	$I_{\text{доп. расч}}, \text{А}$	Марка кабеля	$F_{\text{ст}}, \text{мм}^2$	$I_{\text{доп}}, \text{А}$
РП4-РП13	4	188,20	67,91	90,55	80,49	АВВГ	25	100
РП13-РП14	4	173,14	62,48	83,30	74,04	АВВГ	16	77
РП14-РП15	2	40,71	29,38	58,76	52,23	АВВГ	10	59
РП3-РП11	4	355,66	128,34	171,12	152,10	АВВГ	70	178
РП2-РП7	4	232,68	83,96	111,95	99,51	АВВГ	35	121
РП6-РП8	4	215,99	77,94	103,92	92,37	АВВГ	25	100
РП17-РП12	8	1052,12	189,83	216,94	192,84	АВВГ	95	212
РП10-РП9	4	184,59	66,61	88,81	78,94	АВВГ	25	100
РП10-РП18	2	29,38	21,20	42,41	37,69	АВВГ	6	44
РП18-РП16	2	9,79	7,07	14,14	12,56	АВВГ	2,5	28

10 Расчет токов короткого замыкания

Переходные процессы возникают в электроэнергетических системах (ЭЭС) как при нормальной эксплуатации (включение или отключение нагрузки, линий, источников питания и др.), так и при аварийных режимах: короткие замыкания, обрыв нагруженной цепи линии или её фазы, выпадение вращающихся машин из синхронизма и т.д. При этом переходный процесс характеризуется совокупностью электромагнитных и механических изменений в ЭЭС, которые взаимосвязаны.

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение КЗ в сети или в элементах электрооборудования вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала.

Для расчета токов КЗ составляют схему замещения, в которой все магнитные связи заменены электрическими и все элементы системы электроснабжения представлены сопротивлениями. При определении параметров схемы замещения ЭЭС приняты допущения.

Расчет проводим в относительных единицах, используя приближенное приведение к одной ступени напряжения, при базисных условиях

Исходная схема замещения для расчета токов КЗ с указанными точками КЗ представлена на рисунке 3.

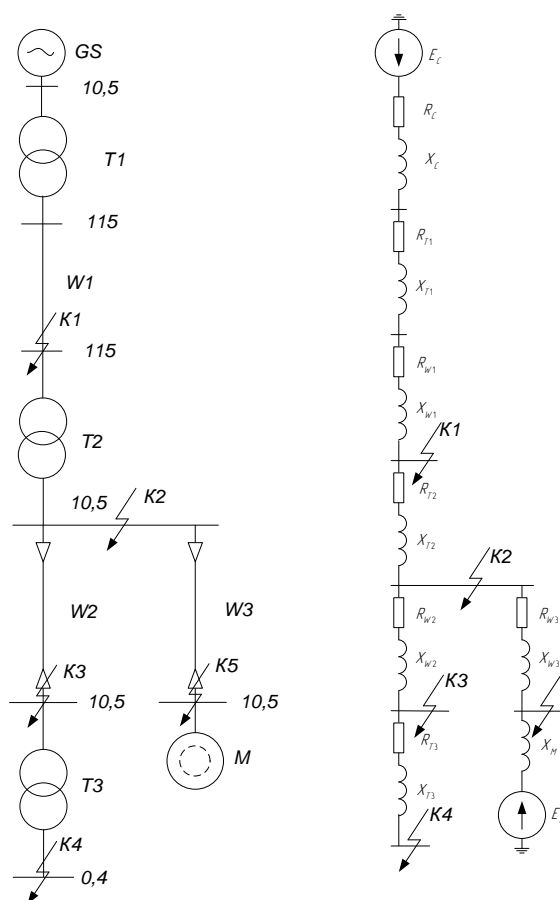


Рисунок 10.1 – Исходная схема и схема замещения для расчета токов КЗ

Расчет токов КЗ в указанных точках проведен с помощью программы MathCAD2015 и представлены в приложении 1. Результаты расчетов приведены в таблице 10.

Таблица 10.1 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	$U_{\phi}, \text{кВ}$	$I_{\phi}, \text{кА}$	$I_{\text{по}} = I_{\text{шт}}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$
K1	115	0,502	2,274	1,142
K2	10,5	5,499	1,327	7,298
K3	10,5	5,499	1,319	7,253
K4	0,4	144,338	0,225	32,422
K5	10,5	5,499	1,312	7,216

11 Выбор оборудования

11.1 Выбор коммутационной аппаратуры

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения электрических цепей в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа.

Условия выбора:

- 1) Напряжение установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) Условие длительного нагрева $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$;
- 3) Ток отключения выключателя $I_{от} \leq I_{отк.ном}$;
- 4) Динамическое действие тока КЗ $i_y \leq I_{пр.скв}$;
- 5) Тепловой импульс тока КЗ $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$.

11.1.1 Выбор выключателей и разъединителей на стороне 110 кВ в цепи ВН трансформатора ТДН–25000/110

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, А

$$I_{ном}^{ВН} = \frac{S_{ном.ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{ВН}} ; \quad (11.1)$$

$$I_{ном}^{ВН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,22 \text{ А}$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot I_{ном}^{ВН} \quad (11.2)$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot 131,22 = 183,7 \text{ А}$$

Таблица 11.1 – Проверка условий выбора выключателя и разъединителя

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ВБП-110Ш-31,5/2000 УХЛ1	Разъединители РДЗ.1-110/1000 УХЛ1 РДЗ.2-110/1000 УХЛ1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 183,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{от} \leq I_{отк.ном}$	$I_{от} = 1,142 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 31,5 \text{ кА}$	-
$i_y \leq I_{пр.скв}$	$i_y = 3,068 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 1,044^2 \cdot (0,1 + 0,2) = 0,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$d_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель ВБП-110Ш-31,5/2000 УХЛ1.

Разъединители высоковольтные типа РНДЗ.1-110/1000 У1, предназначены для включения и отключения находящихся под напряжением обесточенных участков электрических цепей высокого напряжения 110 кВ, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей.

11.1.2 Выбор выключателей в КРУ на стороне 10 кВ в цепи НН трансформатора ТДН–25000/110

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, А

$$I_{ном}^{НН} = \frac{S_{ном.ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{НН}}; \quad (11.3)$$

$$I_{ном}^{НН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1374,64 \text{ А}$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot I_{ном}^{НН} \quad (11.4)$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot 1374,64 = 1924,5 \text{ А}$$

В цепи НН трансформатора и секционной перемычки принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии К-63. Произведем проверку выключателей ВБЭК-10-31,5/2000-3150 УХЛ2 по [10], установленных в КРУ.

Таблица 11.2 – Проверка условий выбора выключателя ВБЭК

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Выключатель ВБЭК-10-31,5/2000-3150 УХЛ2
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 1924,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{нт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{нт} = 7,298 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y \leq I_{пр.скв}$	$i_y = 19,817 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 6,979^2 \cdot (0,1 + 0,2) = 14,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатели предназначены для частых коммутаций электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в ячейках комплектных распределительных устройств в электрических сетях трехфазного переменного

тока частотой 50Гц с напряжением 6–10 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью.

Выключатели соответствуют требованиям ГОСТ 687-78, ГОСТ 18397-86, КУЮЖ.674152.001ТУ.

11.1.3 Выбор выключателей в КРУ на стороне 10 кВ в цепи кабельных линий ЗРУ и КРУ обеспечивающих присоединение синхронных двигателей РУ1

Для унификации оборудования выбор производим по наиболее нагруженной КЛ ГПП–ТП1.

Токи нормального и аварийного режимов работы кабельной линии, А

$$I_{ном}^{КЛ} = \frac{S_P}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (11.3)$$

$$I_{ном}^{КЛ} = \frac{9600}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 138,56 \text{ А}$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 2 \cdot I_{ном}^{КЛ} \quad (11.4)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 2 \cdot 138,56 = 277,12 \text{ А}$$

Рабочий максимальный ток цепи синхронного двигателя, А

$$I_{\text{раб.макс}}^M = \frac{S_{ном}^M}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95} \quad (11.5)$$

$$I_{\text{раб.макс}}^M = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,95} = 121,55 \text{ А}$$

В цепи КЛ и двигателей принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии К-63. Произведем проверку выключателей ВБЭК-10-20/630 У2, установленных в КРУ.

Таблица 11.3 – Проверка условий выбора выключателя ВБЭК

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ВБЭК-10-20/630 У2	Разъединитель РВЗ-1-10/400 У2
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{ном}$	$I_{\text{раб.макс}} = 277,12 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} = 400 \text{ А}$
$I_{нт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{нт} = 7,253 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$	-
$i_y \leq I_{пр.скв}$	$i_y = 18,462 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 51 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 41 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 6,919^2 \cdot (0,1 + 0,2) = 14,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для комплектования остальных КРУ К-63 используем рассчитанные выше выключатели ВБЭК-10-20/630 У2.

11.2 Выбор предохранителей

Предохранителем называется аппарат, предназначенный для автоматического однократного отключения электрической цепи при КЗ или перегрузке. Отключение цепи предохранителем осуществляется путём расплавления плавкой вставки, которая нагревается протекающим по ней током защищаемой цепи. После отключения цепи плавкая вставка должна быть заменена вручную.

По [11] выбираем предохранители ПКТ 101-10-31,5-12,5У3.

Таблица 11.4 – Каталожные данные предохранителей

Тип	U _{ном} , кВ	U _{ном. раб.} , кВ	I _{ном} , А	I _{ном.откл.} , кА
ПКТ 101-10-31,5-12,5У3	10	7,2	31,5	12,5

11.3 Выбор измерительных электроаппаратов

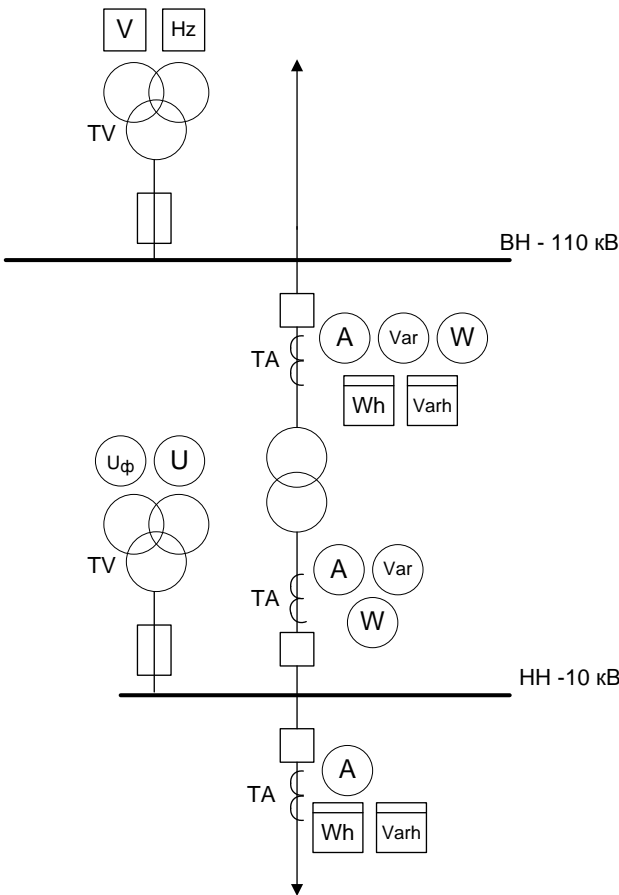


Рисунок 11.1 – Измерительные приборы в цепи подстанции

На ВН и НН трансформаторы тока встроены в силовые трансформаторы.

Таблица 11.5 – Подсчет нагрузки трансформаторов тока на ВН в цепи силового трансформатора

Прибор	Нагрузка по фазам			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э335
Ваттметр	0,5		0,5	Д335
Варметр	0,5		0,5	Д335
Счетчик активной мощности	0,05		0,05	СЭТ3
Счетчик реактивной мощности	0,05		0,05	СЭТ3
Итого:	1,6		1,6	

Таблица 11.6 – Подсчет нагрузки трансформаторов тока на НН в цепи силового трансформатора

Прибор	Нагрузка по фазам			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э335
Ваттметр	0,5		0,5	Д335
Варметр	0,5		0,5	Д335
Итого:	1,5		1,5	

Полная мощность приборов

$$\Sigma S_{\text{приб}}^{\text{ВН}} = 1,6 \text{ В} \cdot \text{А};$$

$$\Sigma S_{\text{приб}}^{\text{НН}} = 1,5 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Сопротивление приборов, Ом

$$r_{\text{приб}} = \frac{\Sigma S_{\text{приб}}^{\text{ВН}}}{I_2^2}; \quad (11.6)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,6}{5^2} = 0,064$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{\Sigma S_{\text{приб}}^{\text{НН}}}{I_2^2}, \quad (11.7)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом}$$

где I_2 – вторичный номинальный ток.

На стороне ВН принимаем ТВТ-110-I-300/5

$$I_{\text{раб.макс}} = 175,7 \text{ А};$$

$$B_{\kappa}^{\text{табл}} = (k_m \cdot I_{\text{ном}})^2 \cdot t_{\text{мер}} = (20 \cdot 0,3)^2 \cdot 3 = 108 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (11.8)$$

Вторичная нагрузка трансформатора

$$Z_{2\text{ном}} = r_{\text{приб}} + r_k + r_{\text{пров}}, \quad (11.9)$$

где r_k – сопротивление контактов ($r_k=0,1$ Ом, при большом числе приборов; $r_k=0,05$ при малом количестве приборов).

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k; \quad (11.10)$$

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,064 - 0,1 = 1,036$$

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч.}}}{r_{\text{пр}}} \quad (11.11)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 75}{1,036} = 2,05$$

$$q_{\text{ст}} = 4 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод марки АКВРГ 4 мм². В соответствие с $q_{\text{ст}}$ найдем сопротивление проводов

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч.}}}{q_{\text{ст}}}, \quad (11.12)$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 0,53 \text{ Ом}$$

где ρ – удельное сопротивление провода (для алюминия $\rho=0,0283$).

Вторичная нагрузка, Ом

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_k + r_{\text{пров}} \quad (11.13)$$

$$Z_2 = 0,064 + 0,1 + 0,53 = 0,69$$

Таблица 11.7 – Расчетные и каталожные данные трансформаторов тока на стороне высшего напряжения

	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ТВТ-110-I-300/5
ВН	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст}=110\text{кВ}$	$U_{ном}=110\text{ кВ}$
	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{раб.мах}=175,7\text{А}$	$I_{ном}=300\text{ А}$
	$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$Z_2=0,69\text{ Ом}$	$Z_{2ном}=1,2\text{ Ом}$
	$B_k \leq (k_T I_{1ном})^2 t_{тер}$	$B_k=1,45\text{ кА}^2\text{с}$	$B_k=108\text{ кА}^2\text{с}$

На стороне НН принимаем ТВТ-10-I-2000/5

$$I_{раб.мах} = 1924,4\text{ А};$$

$$B_k^{табл} = (k_t \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_{тер} \quad (11.14)$$

$$B_k^{табл} = (28 \cdot 2)^2 \cdot 3 = 9408$$

Вторичная нагрузка трансформатора

$$Z_{2ном} = r_{приб} + r_k + r_{пров}, \quad (11.15)$$

где r_k – сопротивление контактов ($r_k=0,1\text{ Ом}$, при большом числе приборов;
 $r_k=0,05$ при малом количестве приборов).

$$r_{пров} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k; \quad (11.16)$$

$$r_{пров} = 1,2 - 0,06 - 0,1 = 1,036$$

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{расч.}}{r_{пр}} \quad (11.17)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{1,036} = 0,28$$

$$q_{ст} = 4\text{ мм}^2$$

Принимаем провод марки АКВРГ 4 мм². В соответствие с $q_{ст}$ найдем сопротивление проводов, Ом

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{расч.}}{q_{ст}}, \quad (11.18)$$

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{4} = 0,08$$

где ρ – удельное сопротивление провода (для алюминия $\rho=0,0283$).

Вторичная нагрузка

$$Z_2 = r_{приб} + r_k + r_{пров} \quad (11.19)$$

$$Z_2 = 0,064 + 0,1 + 0,08 = 0,25$$

Таблица 11.8 – Расчетные и каталожные данные трансформаторов тока на стороне низшего напряжения

	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ТВТ-10-I-2000/5
НН	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{раб.мах} = 1924,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
	$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$Z_2 = 0,25 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$
	$B_k \leq (\kappa_T I_{1ном})^2 t_{тер}$	$B_k = 15,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 9408 \text{ кА}^2\text{с}$

Трансформаторы тока в цепи кабельной линии

На отходящих КЛ трансформаторы тока, так же как и другие измерительные приборы, устанавливаются в КРУ К-63. Для наиболее нагруженной КЛ ГПП–ТП1, рассчитанной выше, по [3] выбираем трансформатор тока ТЛК-10-600/5 УЗ.

Таблица 11.9 – Подсчет нагрузки ТТ на кабельной линии НН

	Прибор	Тип	Нагрузка по фазам		
			А	В	С
НН	Амперметр	Э379	0,5	0,5	0,5
	Счетчик активной мощности	СЭТЗ	0,05		0,05
	Счетчик реактивной мощности	СЭТЗ	0,05		0,05
Итого			0,6		0,6

Полная мощность приборов

$$\Sigma S_{приб}^{НН} = 0,6 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Сопротивление приборов, Ом

$$r_{приб} = \frac{\Sigma S_{приб}^{НН}}{I_2^2}, \quad (11.20)$$

$$r_{приб} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024$$

где I_2 – вторичный номинальный ток.

Максимальный рабочий ток

$$I_{раб.мах} = 277,12 \text{ А};$$

					БР – 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

$$B_{\kappa}^{табл} = (k_m \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_{тер} \quad (11.21)$$

$$B_{\kappa}^{табл} = (10 \cdot 0,6)^2 \cdot 3 = 108$$

Вторичная нагрузка трансформатора

$$Z_{2ном} = r_{приб} + r_k + r_{пров}, \quad (11.22)$$

где r_k – сопротивление контактов ($r_k=0,1$ Ом, при большом числе приборов; $r_k=0,05$ при малом количестве приборов).

$$r_{пров} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k = 0,4 - 0,024 - 0,1 = 0,276 \text{ Ом}; \quad (11.23)$$

$$r_{пров} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k = 0,4 - 0,024 - 0,1 = 0,276 \text{ Ом}$$

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{расч.}}{r_{пр}} \quad (11.24)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{0,276} = 1,06$$

$$q_{ст} = 4 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод марки АКВРГ 4 мм². В соответствие с $q_{ст}$ найдем сопротивление проводов

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{расч.}}{q_{ст}}, \quad (11.25)$$

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{4} = 0,08$$

где ρ – удельное сопротивление провода (для алюминия $\rho=0,0283$).

Вторичная нагрузка

$$Z_2 = r_{приб} + r_k + r_{пров} \quad (11.26)$$

$$Z_2 = 0,024 + 0,1 + 0,08 = 0,2$$

Таблица 11.10 – Расчетные и каталожные данные трансформаторов тока на стороне низшего напряжения в цепи КЛ

	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ТЛК-10-600/5 УЗ
НН	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$
	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{раб.мах}=277,12 \text{ А}$	$I_{1ном}=600 \text{ А}$
	$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$Z_2=0,2 \text{ Ом}$	$Z_{2ном}=0,4 \text{ Ом}$
	$B_{\kappa} \leq (\kappa_T I_{1ном})^2 t_{тер}$	$B_{\kappa}=15,5 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{\kappa}=108 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ и для отделения цепей измерения и релейной защиты от цепей высокого напряжения.

Трансформаторы высокого напряжения подбираются по следующим параметрам:

- 1) Напряжение установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) Учёт конструкции и схемы соединения обмоток;
- 3) Учёт класса точности $S_2 < S_{2ном}$.

Таблица 11.11 – Измерительные приборы на подстанции ВН

	Прибор	Тип	Мощность ВА	Кол-во обмоток	Кол-во приборов	Потребляемая мощность	
						Р, Вт	Q, Вар
ВН	Ваттметр	Д345	2	2	1	4	0
	Варметр	Д345	2	2	1	4	0
	Счетчик Активной энергии	СЭТ3	2	1	4	8	0
	Счетчик реактивной энергии	СЭТ3	4	1	4	16	0
	Вольтметр	Э379	2	1	1	2	0

Таблица 11.12 – Измерительные приборы на подстанции НН

	Прибор	Тип	Мощность ВА	Кол-во обмоток	Кол-во приборов	Потребляемая мощность	
						Р, Вт	Q, Вар
НН	Ваттметр	Д345	2	2	1	4	0
	Варметр	Д345	2	2	1	4	0
	Счетчик Активной энергии	СЭТ3	2	1	6	12	0
	Счетчик реактивной энергии	СЭТ3	4	1	6	24	0
	Вольтметр	Э379	2	1	1	2	0

$$S_{ВН\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (11.27)$$

$$S_{ВН\Sigma} = \sqrt{(2 + 4 + 4 + 8 + 16)^2 + 0^2} = 34$$

$$S_{НН\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (11.28)$$

$$S_{HH\Sigma} = \sqrt{(2+4+4+12+24)^2 + 0^2} = 44$$

Выбираем НАМИ-110 УХЛ1, класс точности 0,5.

$$S_{\text{НОМ}} = 400 \cdot 3 = 1200 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Выбираем НАМИТ-10-УХЛ2, класс точности 0,5.

$$S_{\text{НОМ}} = 75 \cdot 3 = 225 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Таблица 11.13 – Расчетные и каталожные данные

	Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные
ВН	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$
	$S_2 \leq S_{2\text{НОМ}}$	$S_2 = 34 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2\text{НОМ}} = 1200 \text{ В} \cdot \text{А}$
НН	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
	$S_2 \leq S_{2\text{НОМ}}$	$S_2 = 44 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2\text{НОМ}} = 225 \text{ В} \cdot \text{А}$

Сечение проводов (по условию механической прочности) принимают 1,5 мм² для медных жил и 2,5 мм² для алюминиевых жил.

Для ВН и НН принимаем кабель АКРВГ 2,5 мм².

11.4 Выбор изоляторов

Выбираем изоляторы ИП-10/630-750 УХЛ1[3].

$$1. U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ} \leq U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ};$$

2. Допустимая нагрузка на головку изолятора, Н

$$F_{\text{ДОП}} = 0,6 \cdot F_{\text{РАЗР}}, \quad (11.29)$$

$$F_{\text{ДОП}} = 0,6 \cdot 750 = 450,$$

где $F_{\text{ДОП}}$ - разрушающая нагрузка на изгиб, Н.

Расчетная сила, действующая на изолятор, Н

$$F_{\text{РАСЧ}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (11.30)$$

$$F_{\text{РАСЧ}} = \sqrt{3} \cdot \frac{16973^2}{1} \cdot 5 \cdot 10^{-7} = 249,49.$$

Таблица 11.14 – Каталожные данные изоляторов

Тип	Напряжение, кВ		
	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	Наибольшее $U_{\text{ДОП}}$, кВ	Испытательное грозового импульса
ИП-10/630-750 УХЛ1	10	630	750

11.5 Выбор трансформаторов собственных нужд

Мощность ТСН выбирается в соответствии с нагрузками в разных режимах работы подстанции, но не более 630 кВ·А[12].

Мощность, потребляемая собственными нуждами, кВ·А

$$S_{\text{расч}} = 0,1\% \cdot S_{n/ст}, \quad (11.31)$$

$$S_{\text{расч}} = 0,001 \cdot 25418,67 = 25,42.$$

Выбираем два трансформатора ТСЗ-40/10.

11.6 Выбор шин на ЗРУ

Для РУ напряжением 35 кВ и выше используются гибкие шины, выполненные проводами АС. В установках напряжением до 20 кВ применяются жесткие алюминиевые шины с сечением различной формы. Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновку выбираем по длительно допустимому току. Определение сечения шин производится по условию нагрева, т.е. по рабочему максимальному току.

Условие выбора шин по условию нагрева

$$I_{\text{длит.доп}} \geq I_{\text{раб.макс}} \quad (11.32)$$

Допущения при выборе гибких шин:

а) шины выполнены из голых проводов на открытом воздухе, на термическую стойкость короткого замыкания не проверяют;

б) гибкие шины РУ при $I_{\text{по}} < 20$ кА не проверяют на электродинамическое действие токов КЗ;

в) проверка по условиям короны выполняется при напряжении 110 кВ и выше. Причем если шины выполнены из проводов сечением, равным или больше АС – 70 для 110 кВ; АС – 240 для 220 кВ, АС – 2х500 для 500 кВ, проверка по условиям короны не требуется.

На стороне ВН

Принимаем гибкие шины из сталеалюминиевого провода АС–70/11

$$I_{\text{раб.макс}} = 175,7 \text{ А}$$

$$I_{\text{длит.доп}} = 265 \text{ А}$$

Условие выбора шин по току $I_{\text{длит.доп}} \geq I_{\text{раб.макс}}$ выполняется.

Проверка шин на термическое и электродинамическое действие тока КЗ не производится.

На стороне НН

Принимаем жесткие алюминиевые шины прямоугольного сечения.

Выбираем сечение шин ($h=10$ мм, $b=120$ мм), расположение плашмя.

$$S = b \cdot h = 120 \cdot 10 = 1200 \text{ мм}^2$$

Проверка по допустимому току

$$I_{\text{раб.макс}} = 1924,4 \text{ А} \leq I_{\text{длит.доп}} = 2070 \text{ А}$$

Проверка на термическую устойчивость

$$q_{\min} \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq 1000 \text{ мм}^2, \quad (11.33)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{15,5 \cdot 10^6}}{91} = 43,26 \text{ мм}^2 \leq 1000 \text{ мм}^2$$

где С – коэффициент принимаемы по [3] и равный 91 для алюминиевых шин.

Проверка на механическую прочность

Наибольшее удельное усилие, Н/м

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(i_y^{(3)})^2}{a}, \quad (11.34)$$

$$f^{(3)} = 1,73 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{18,28^2 \cdot 10^6}{0,3} = 192,7$$

где $a=0,3$ м – расстояние между фазами для КРУ; $i_y^{(3)}$ – ударный ток на стороне низшего напряжения, кА.

Изгибающий момент

$$M = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10}, \quad (11.35)$$

$$M = \frac{192,7 \cdot 1,5^2}{10} = 43,4$$

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} < \sigma_{доп}, \quad (11.36)$$

$$\sigma_{расч} = \frac{43,4}{2} = 21,7 < \sigma_{доп}$$

где $W = h^2 \cdot b / 6 = 1^2 \cdot 12 / 6 = 2 \text{ см}^3$ – момент сопротивления шин, установленных плашмя; $\sigma_{доп} = 90 \text{ МПа}$ – допустимое механическое напряжение в материале шин, для алюминия.

11.7 Защита от перенапряжений

На линиях электропередачи возникают волны перенапряжения, в результате прямых ударов молний в провода либо перекрытий воздушных промежутков при ударе молнии в опору. Эти волны перенапряжений доходят до подстанции и вызывают кратковременное перенапряжение на оборудовании. Они могут вызывать повреждение изоляции. Для предотвращения этого и защиты оборудования используются нелинейные ограничители перенапряжений.

Для защиты от атмосферных перенапряжений и кратковременных внутренних напряжений изоляции ВЛ и трансформаторов на сторонах ВН, НН устанавливаем ограничители перенапряжений типа [13]:

ОПН-ПН-110УХЛ1 – предназначены для защиты электрооборудования в сетях с эффективно заземленной нейтралью, напряжением 110кВ.

ОПНН-110 – установлен в нейтрали силового трансформатора 110 кВ;

ОПН-КР/TEL-10/12.0 УХЛ2 – предназначены для надежной защиты

					БР – 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

электрооборудования в сетях класса напряжения 10 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью. Рекомендуются для использования в распределительных сетях для защиты трансформаторов и двигателей. Изготавливаются для наружной и внутренней установки (УХЛ1 и 2 по ГОСТ15150). Встраиваются в КРУ К-63.

Таблица 11.15 – Каталожные данные ОПН

Тип	Каталожные данные		
	ОПН-110У1	ОПНН-110	ОПН-КР/TEL-10/12.0 УХЛ2
Уном, кВ	110	110	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение УНР, кВ	73	73	12,0
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	5	1,5	10
Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее	-	-	3,70

12 Расчет молниезащиты и заземления

12.1 Расчет молниезащиты ГПП 110/10 кВ

Грозовые перенапряжения возникают при молнии ударе в электрическую установку или вблизи ее в зависимости от места удара. Внутренние перенапряжения возникают при различных нормальных или аварийных коммутациях.

Защита ЛЭП от прямых ударов молний на подходах к ОРУ-110 кВ осуществляется подвесной двухтросовой молниеотвод на участке длиной в 2 км от подстанции, которые должны иметь угол защиты не более 30° , с установкой на концевой опоре ограничителя перенапряжения ОПН-110.

В ОРУ к трансформатору со стороны ВН устанавливаем ограничители перенапряжения серии ОПН-110 без разъединителей, а в ЗРУ-10 кВ устанавливаем ОПН-10. Расчет ведем с использованием справочного материала.

Наиболее возвышающиеся на ОРУ объекты, требующие защиты от прямых ударов молний — это гибкие шины на высоте $h_x=9$ м.

Защита от прямых ударов молний осуществляется установкой 6-ти молниеотводов, стоящих на опорах высотой 20 м.

Расстояние между молниеотводами $a_1=33$ м, $a_2=60$ м, $L_{2-4}=44,6$ м

Два и более молниеотвода можно расположить так, что они будут создавать общую зону защиты значительно больших размеров, чем у одиночных молниеотводов.

Молниеотвод считается двойным, если расстояние L между стержневыми молниеотводами не превышает предельной величины L_{max} , определяемой по эмпирическим формулам.

Для надежности защиты 0,995

$$L_{max} = 4,35 \cdot h, \quad (12.1)$$

$$L_{max} = 4,35 \cdot 20 = 87,$$

$$L_c = 2,25 \cdot h, \quad (12.2)$$

$$L_c = 2,25 \cdot 20 = 45,$$

При расстоянии L меньше определенного значения L_c (табл. 1.3) граница зоны защиты не имеет провеса, т.е. $h_c = h_o$.

Предельная высота молниеотвода h_n , обеспечивающая отсутствие провала в зоне защиты двух стержневых молниеотводов при расстоянии между ними L_{2-4} , для вероятности защиты $P_z=0.995$

$$h_n = L_c \cdot 2,25, \quad (12.3)$$

$$h_n = 45 \cdot 2,25 = 20,$$

Принимаем высоту молниеотвода $h=h_n$ и определяем параметры конуса защиты одиночного стержневого молниеотвода h_o и r_o .

$$h_o = 0,72 \cdot h, \quad (12.4)$$

$$r_0 = 0,70 \cdot h, \quad (12.5)$$

$$h_0 = 0,72 \cdot 20 = 14,4,$$

$$r_0 = 0,70 \cdot 20 = 14,$$

Радиус зоны защиты одиночного молниеотвода r_x на высоте h_x .

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (12.6)$$

$$r_x = \frac{14 \cdot (14,4 - 9)}{14,4} = 5,25,$$

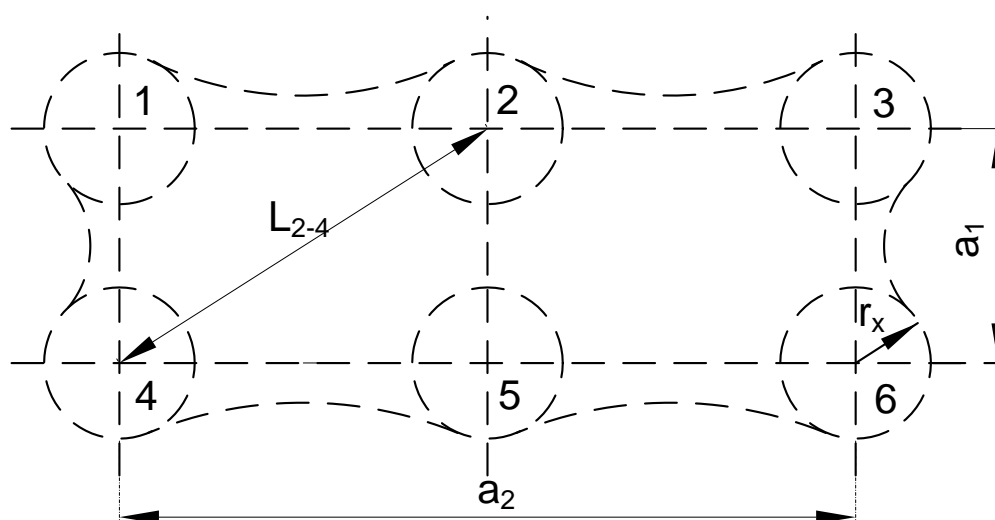


Рисунок 12.1 – Сечение зоны защиты на высоте h_x для шести стержневых молниеотводов

12.2 Расчет заземляющих устройств

Расчет заземляющих устройств производится для определения количества стержневых заземлителей, которые должны располагаться по намеченному контурами контуру.

Площадь подстанции составляет $60 \times 33 \text{ м}^2$. Эквивалентное сопротивление естественных заземлителей системы трос – опоры воздушных линий составляет $1,5 \text{ Ом}$. Местность, в которой сооружается подстанция, относится ко 2-ой климатической зоне, грунт в месте сооружения – глина.

1. Принимаем в соответствии ПУЭ нормативное сопротивление заземляющего контура $R_z = 0,5 \text{ Ом}$.

2. Предварительно намечаем к выполнению заземляющий контур в виде сетки с 16 прямоугольными ячейками, дополненной вертикальными электродами, расположенными по периметру сетки (рис. 6). Размер ячейки – $15 \times 8,25 \text{ м}$. Вертикальные стальные стержни, имеющие длину 5 м и диаметр 12 мм , соединены между собой стальной полосой $40 \times 4 \text{ мм}$. Глубина заложения стержней – $0,8 \text{ м}$, полосы – $0,8 \text{ м}$.

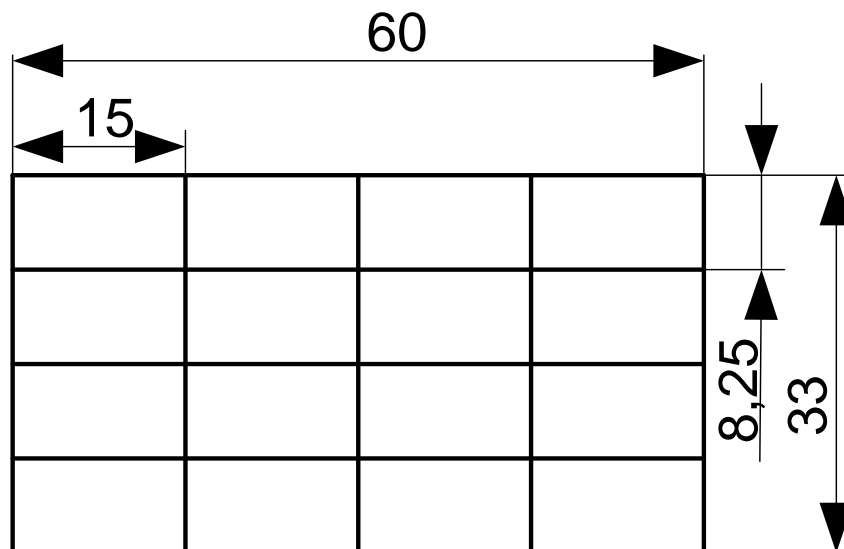


Рисунок 12.2 – Заземляющий контур подстанции

3. Определяем необходимое сопротивление искусственного заземлителя с учетом использования естественного заземлителя, Ом

$$R_u = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e - R_3} \quad (12.7)$$

$$R_u = \frac{1,5 \cdot 0,5}{1,5 - 0,5} = 0,75$$

4. Определяем расчетное удельное сопротивление грунта $\rho_{расч}$ для вертикальных и горизонтальных электродов с учетом коэффициентов сезонности.

Расчетное сопротивление грунта для вертикальных электродов равно, Ом·м

$$\rho_{расч.в} = k_c \cdot \rho \quad (12.8)$$

$$\rho_{расч.в} = 1,4 \cdot 40 = 56$$

Расчетное сопротивление грунта для горизонтальных электродов равно, Ом·м

$$\rho_{расч.г} = k_c \cdot \rho \quad (12.9)$$

$$\rho_{расч.г} = 3,5 \cdot 40 = 140$$

5. Определяем сопротивление растеканию тока вертикального электрода $R_{го}$, Ом

$$R_{го} = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t + 1}{4 \cdot t - 1} \right); \quad (12.10)$$

$$R_{го} = \frac{0,366 \cdot 56}{5} \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{0,12} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 3,3 + 1}{4 \cdot 3,3 - 1} \right) = 8,01$$

для горизонтального заземлителя из полосовой стали

$$R_{co} = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot \lg \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t} \text{ Ом} . \quad (12.11)$$

$$R_{co} = 0,366 \frac{140}{500} \cdot \lg \frac{2 \cdot 500^2}{0,4 \cdot 0,9} = 0,629$$

6. Определяем ориентировочное число вертикальных электродов при предварительно принятом коэффициенте использования $\eta_b=0,61$ для $N=20$ при $a/l=2$

$$N = \frac{R_{co}}{R_u \eta_b} . \quad (12.12)$$

$$N = \frac{8,01}{0,75 \cdot 0,61} = 17,5 \approx 18$$

7. Определяем сопротивление растеканию тока горизонтальных электродов R_{pz} с учетом коэффициента использования η_r , определенного по таблице 7.5

$$R_{pz} = \frac{R_{co}}{\eta_r} \quad (12.13)$$

$$R_{pz} = \frac{0,629}{0,32} = 1,97$$

8. Уточняем необходимое сопротивление вертикальных электродов с учетом проводимости горизонтальных соединительных электродов, Ом

$$R_s = \frac{R_{pz} R_u}{R_{pz} - R_u}$$

$$R_s = \frac{1,97 \cdot 0,75}{1,97 - 0,75} = 1,21$$

9. Определяем число электродов с учетом уточненного коэффициента использования η_{vy}

$$N = \frac{R_{co}}{R_s \cdot \eta_{vy}} .$$

$$N = \frac{8,01}{1,21 \cdot 0,61} = 10,8$$

Окончательно принимаем к установке 11 вертикальных электродов, установленных по периметру заземляющего контура.

13 Релейная защита трансформатора ГПП

В качестве объекта защиты рассматриваем трансформатор ТДН-25000/110.

В соответствии с ПУЭ для рассматриваемого оборудования должна быть предусмотрена релейная защита от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- а) многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- б) однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- в) витковых замыканий в обмотках;
- г) токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- д) токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- е) понижения уровня масла.

Таблица 13.1 – Перечень обязательных защит двухобмоточного трансформатора

Название защиты	Описание защиты
Газовые защиты трансформатора и его устройства РПН	Используется как чувствительная защита от внутренних повреждений. Выполняется в виде устройства газового реле, сигнал которого принимается микропроцессорной защитой. В устройстве РПН предусматривается отдельное струйное реле или реле давления.
Продольная дифференциальная токовая защита	Предназначена для защиты от всех видов замыканий в обмотках и на выводах при включении на выносные ТТ, а также для частичной защиты от витковых замыканий всех обмоток.
Максимальная токовая защита (МТЗ) ВН и НН с возможностью пуска по напряжению	Резервирует основные защиты и защиты присоединений, отходящих от секции НН. Устанавливается на стороне ВН защищаемого трансформатора и на стороне НН в цепи каждого ответвления к выключателю низшего напряжения трансформатора.
Защита от перегрузки (ЗП)	Защищает трансформатор от симметричной перегрузки. Может устанавливаться со стороны ВН, для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН – на сторонах НН1, НН2. Защита действует на сигнал. Для исключения неселективного срабатывания защиты при набросе тока при внешних КЗ или кратковременных бросках тока нагрузки защита выполняется с выдержкой времени $(7 \div 9)$ с.

Релейная защита трансформатора ТДН-25000/110 разработана на базе шкафа защиты и автоматики двухобмоточного трансформатора типа ШЭ2607 150 производства ОООНПП "ЭКРА" [14].

Шкаф типа ШЭ2607 150 предназначен для защиты трансформатора (Т), управления выключателем стороны ВН трансформатора, регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой (РПН).

Шкаф типа ШЭ2607 150 состоит из трех комплектов.

Первый комплект (в дальнейшем "комплект А1") реализует функции основных и резервных защит трансформатора и содержит:

- дифференциальную токовую защиту Т (ДЗТ) от всех видов КЗ внутри бака,

- токовую защиту нулевой последовательности стороны высшего напряжения ВН(ТЗНП),

- максимальную токовую защиту стороны ВН с пуском по напряжению (МТЗ ВН),

- максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения (НН1) с пуском по напряжению (МТЗ НН1),

- реле минимального напряжения стороны НН1 реагирующее на понижение междофазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН1,

- реле максимального напряжения стороны НН1 реагирующее на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН1,

- защиту от перегрузки (ЗП),

- реле тока для блокировки РПН при перегрузке,

- токовые реле для пуска автоматики охлаждения,

- реле минимального напряжения стороны НН1 реагирующее на понижение междофазного напряжения для блокировки РПН,

- УРОВ выключателя ВН;

- прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора (ГЗТ), газовой защиты РПН трансформатора (ГЗ РПН), датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения;

- контроль состояния изоляции цепей газовой защиты трансформатора.

Релейная часть комплекта А1 выполнена на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704 V048 и электромеханических реле.

Комплект А2 реализует функции:

- автоматики управления выключателем (АУВ);

- АПВ;

- УРОВ;

- максимальной токовой защиты ВН (МТЗ ВН) с комбинированным пуском по напряжению от многофазных КЗ (двухфазных, двухфазных на землю, трехфазных);

- токовой ненаправленной защиты нулевой последовательности (ТЗНП) от КЗ на землю;

- приема сигналов от газовых защит трансформатора и РПН;

					БР — 140400.62 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

- защиты от непереключения фаз и защиты от неполнофазного режима (для выключателей с пофазным управлением электромагнитов);

- контроля состояния изоляции цепей газовой защиты трансформатора.

Комплект А2 предназначен для установки в схемах: 3Н – блок (линия - трансформатор)

с выключателем, 4Н – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, 5АН – мостик в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов. Заложена возможность вывода функции АУВ с действием на два выключателя со стороны ВН для схем: 5Н – мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий, 6 – заход - выход, 7 – четырехугольник.

Релейная часть комплекта А2 выполнена на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704 V073.

Комплект А3 реализует функции:

- автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах;
- ручное регулирование напряжения;
- блокировку работы РПН при обнаружении неисправности привода РПН;

- блокировку РПН от внешних сигналов;
- блокировку РПН при перегрузках трансформатора;
- блокировку РПН при превышении $3U_0$ (или U_2);
- блокировку РПН при пониженном измеряемом напряжении;
- коррекцию уровня регулируемого напряжения по току нагрузки (встречное регулирование);

- одновременный контроль двух секций шин;
- оперативное переключение регулирования с одной секции шин на другую;

- оперативное изменение уставки по напряжению поддержания с выбранного заранее на другое значение;

- формирование импульсных или непрерывных команд управления электроприводом РПН.

Комплект А3 выполнен на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2502А0501.

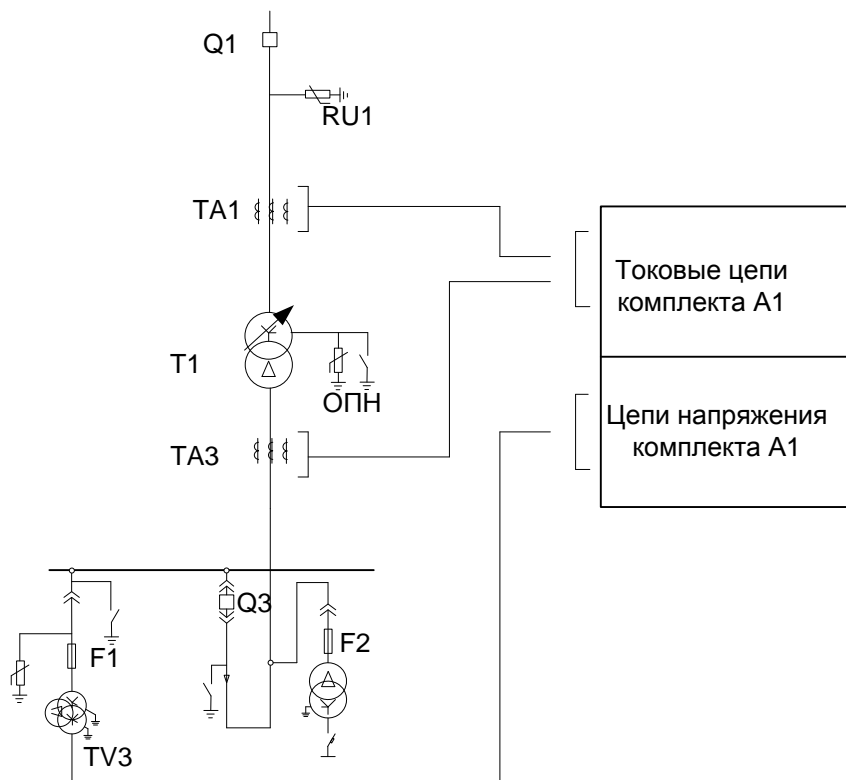


Рисунок 13.1 – Схема подключения комплекта A1 к цепям переменного тока и напряжения

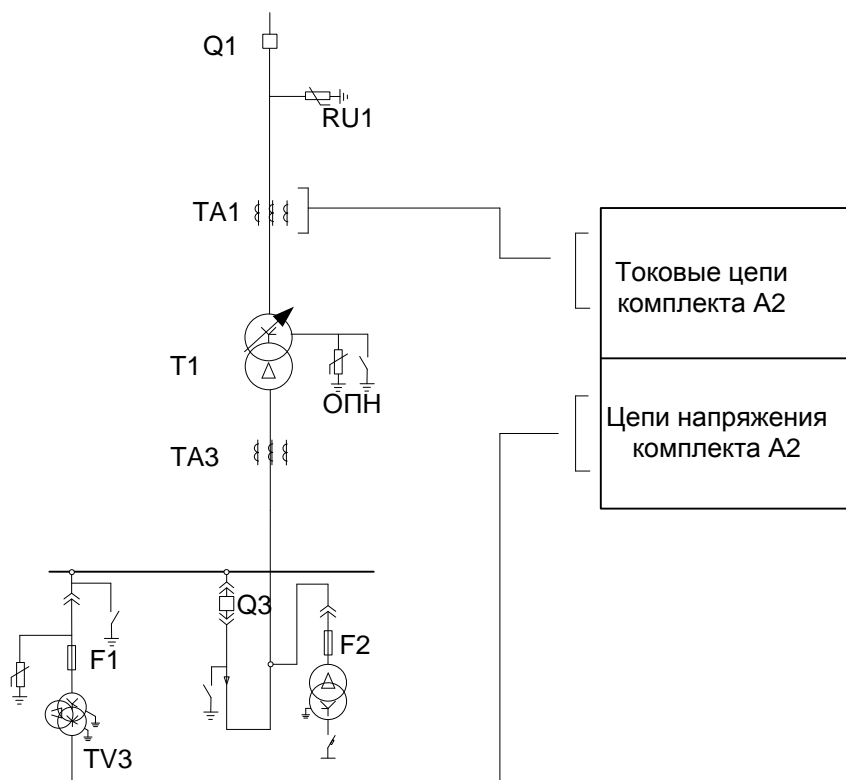
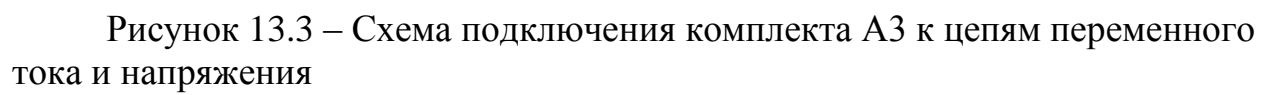






Рисунок 13.2 – Схема подключения комплекта A2 к цепям переменного тока и напряжения



Ориентировочные расчеты уставок устройств РЗА.

Таблица 13.2 – Расчет уставок основной защиты трансформатора

Тип за-щи-ты	Наименование величины	Расчетная формула	Расчет		Прим.
			115 кВ	10,5 кВ	
Дифференциальная защита трансформатора	Номинальный ток плеч, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,51$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1374,64$	
	Схема соединения обмоток трансформатора				
	Схема соединения обмоток ТТ				
	Коэффициент учитывающий схему соединения вторичных обмоток ТТ		1	1	
	Базисный ток	$I_{баз} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{K_{ТТ}}$	$I_{баз} = \frac{125,51 \cdot 1}{300 / 5} = 2,09$	$\frac{1374,64 \cdot 1}{2000 / 5} = 3,44$	
	Ток начала торможения ДЗТ	$I_{т.о.}$	1,0		По данным завода-изготови-теля

Продолжение таблицы 13.2 – Расчет уставок основной защиты трансформатора

Тип за-щи-ты	Наименование величины	Расчетная формула	Расчет	Прим.
Дифференциальная защита трансформатора	Минимальный ток срабатывания	$I_{Д.О.} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ.*} =$ $= K_{ОТС} \cdot (K_{ОДН} \times$ $\times K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} +$ $+ \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{Т.О.}$	$I_{Д.О.} \geq 1,3 \cdot (1,0 \cdot 2,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02 + 0) \cdot 1,0 = 0,494$	
	Ток торможения ДЗТ расчетный	$I_T = \sqrt{\frac{I_{СКВ*} \cdot (I_{СКВ*} - I_{НБ})}{\times \cos \beta}}$	$I_T = \sqrt{18,12 \cdot (18,12 - 6,88) \cdot 0,97} = 14,05$	
	Ток небаланса при внешнем КЗ	$I_{НБ} = (K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} +$ $+ \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{СКВ*}$	$I_{НБ} = (1,0 \cdot 2,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02 + 0) \cdot 18,12 = 6,88$	
	Сквозной ток при внешнем КЗ	$I_{СКВ*} = \frac{I_{КЗ.СТОП.}}{I_{БАЗ.СТОП.}} \cdot \frac{K_{СХ.ЛТ.СТОП.}}{K_{ТТ.СТОП.}}$	$I_{СКВ*} = \frac{2274}{2,09} \cdot \frac{1}{60} = 18,12$	
	Коэффициент торможения	$K_T \geq \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБ} - I_{ДО}}{I_T - I_{ТО}}$	$K_T \geq \frac{1,3 \cdot 6,88 - 0,494}{14,05 - 1} = 0,65$	Принимаем $K_T = 0,65$
	Ток торможения блокировки ДЗТ	$I_{Т.БЛ.} = K_{ОТС} \cdot K_{ПРЕД.НАГР.} \cdot I_{НОМ}$	$I_{Т.БЛ.} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot 125,51 = 248,51$	

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	
БР – 14.04.00.62 ПЗ	
Лист	62

Окончание таблицы 13.2 – Расчет уставок основной защиты трансформатора

Тип за-щи-ты	Наименование величины	Расчетная формула	Расчет	Прим.
Дифференциальная защита трансформатора	Ток срабатывания дифференциальной отсечки по условию отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора	$I_{отс*} = 1,5 \cdot I_{кз} \cdot (K_{одн} \cdot K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{птт})$	$I_{отс*} = 1,5 \cdot 18,12 \cdot (1,0 \cdot 3,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02 + 0) = 13,04$	Принимаем $I_{отс*} = 13,04$
	Коэффициент чувствительности	$K_{\eta} \geq \frac{I_{кз.мин.}^{(2)}}{0,5 \cdot I_{баз.стор} \cdot K_{тт.стор}}$	$K_{\eta} \geq \frac{2274 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{0,5 \cdot 2,09 \cdot \frac{300}{5}} = 31,38$	Чувствительность обеспечивается во всех режимах и во всем диапазоне токов

Таблица 13.3 – Расчет уставок резервных защит трансформатора

Наименование величин		Обозначение и рас- четная формула	ТДН-25000/110					Прим.
			МТЗ на стороне		Защита от пе- регрузки на стороне 115 кВ	Реле обду- вки на стороне 115 кВ	Реле бло- кировки на стороне 115 кВ	
Первичные номинальные токи		$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	125,51	1374,64	125,51	125,51	125,51	
Кратность сверхтока нагрузки		m_{CH}	1,5	1,5				
Коэффициент трансформации и схема соединения трансформаторов тока		N_{TT}	300/5	2000/5	300/5	300/5	300/5	
		K_{CX}	1	1	1	1	1	
Первичный рас- четный ток сраба- тывания защиты, А	Максимальной то- ковой	$I_{C3} = \frac{K_H \cdot m_{CH} \cdot I_{НОМ}}{K_B}$ $K_H = 1,1; K_B = 0,9$	230,10	2520,18				
	От перегрузки	$I_{C3} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ}}{K_B}$ $K_H = 1,05; K_B = 0,9$			146,43			
	Реле обдувки	$I_{C3} = 0,4 \cdot I_{НОМ}$				50,20		
		$I_{C3} = 0,8 \cdot I_{НОМ}$				100,41		
	Реле блокировки регулятора напря- жения	$I_{C3} = 2 \cdot I_{НОМ}$					251,02	

Продолжение таблицы 13.3 – Расчет уставок резервных защит трансформатора

Наименование величин		Обозначение и рас- четная формула	ТДН-25000/110					Прим.
			МТЗ на стороне		Защита от пе- регрузки на стороне 115 кВ	Реле обду- вки на стороне 115 кВ	Реле бло- кировки на стороне 115 кВ	
			115 кВ	10,5 кВ				
Ток уставки реле, А		$I_{CP} = K_{CX} \cdot \frac{I_{C3}}{N_{TT}}$	3,84	6,30	2,44	<div>0,84 1,67</div>	4,18	
Чувствительность за- щиты	При КЗ за трансформато- ром	$K_q \geq \frac{K_{M3} \cdot I_{K3.MINH.}^{(3)}}{I_{C3}}$ $K_{M3} = 0,87$	6,86	1,65				
Уставка реле вольт- метровой блокировки МТЗ	Коэф. транс- формации ТН	N_{HT}	1150	105				
	Макс. остаточ- ное напряж. при самозапус- ке, В	$U_{МИН} = 0,55 \cdot U_{НОМ}$	63250	5775				
	Напряж. срабат. реле	$U_{CP} = \frac{U_{МИН}}{K_B \cdot K_H \cdot N_{TN}}$ $K_B = 1,25 \ K_H = 1,2$	36,67	36,67				
Время срабатывания		t_{C3}, c	1,7	1,3	10	5		

Окончание таблицы 13.3 – Расчет уставок резервных защит трансформатора

Наименование величин		Обозначение и расчетная формула	Расчет	Прим.
ТЗНП	Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ	$I_{0CЗ}^{III} = k_{OTC} \cdot I_{КЗ.МАКС}^{(3)}$	28,43	
	Вторичное значение уставки	$I_{CP} = K_{CX} \cdot \frac{I_{CЗ}}{N_{TT}}$	0,47	

14 Техничко-экономические показатели системы электроснабжения

В заключение необходимо привести таблицу с основными технико-экономическими показателями проектируемой системы электроснабжения.

Таблица 14.1 – Техничко-экономические показатели

Показатели	Обозначение	Единица измерения	Количество
1. Установленная мощность	P_y	кВт	29410
2. Расчетная мощность	P_p	кВт	22634
3. Полная мощность	S	кВ·А	25418,67
4. Напряжение внешнего электроснабжения	$U_{вн}$	кВ	110
5. Напряжение внутреннего электроснабжения	$U_{внн}$	кВ	10
6. Коэффициент мощности	$\cos \varphi$	о.е.	0,89
7. Количество и мощность трансформаторов на ГПП	2хТДН-25000/110		
8. Конструктивное выполнение ГПП	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий		
9. Максимальная заявленная мощность	P_H^*	кВт	21933,52+470,31
10. Количество цеховых подстанций и их мощность	4х400; 11х630; 10х1600		
11. Принятая схема внутреннего электроснабжения	Смешанная		
12. Потребление электрической энергии предприятием за год	$\mathcal{E}_п$	тыскВт·ч	101853
13. Компенсируемая реактивная мощность	Q_{HK} и Q_{BK}	квар	3439,54; 6082,97
14. Потери активной мощности	ΔP	кВт	161,78
15. Потери энергии	$\mathcal{E}_{пот}$	тыс. кВт·ч	528,68

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий [Текст]: Учебник для студентов высших учебных заведений/ Кудрин, Б. И. – 2-е изд. – М.: Интермет Инжиниринг, 2006. – 672 с., ил.

2 Синенко, Л. С. Электроснабжение[Текст]: учеб.пособие по курсовому и дипломному проектированию: В 2 ч. Ч. 1 / Л. С. Синенко, Т. П. Рубан, Е. Ю. Сизганова, Ю. П. Попов. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 135 с.

3 Синенко, Л. С. Электроснабжение[Текст]: учеб.пособие по курсовому и дипломному проектированию: В 2 ч. Ч. 2 / Л. С. Синенко, Т. П. Рубан, Е. Ю. Сизганова, Ю. П. Попов. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т; Политехн. ин-т, 2007. – 212 с.

4 Правила устройства электроустановок 6-е, 7-е издание[Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 ПУЭ-7 раздел 6; раздел 7 гл 7.1, 7.2 - М, 1999. Введены с 01.07.2000 г. раздел 1 гл. 1.1, 1.2, 1.7, 1.9; раздел 7 гл. 7.5, 7.6, 7.10 - М, 2002. Введены с 01.01.2003;г. раздел 1 гл. 1.8 - М, 2004. Введен с 01.09.2003 г. раздел 2 гл. 2.4, 2.5 - М, 2003. Введен с 01.10.2003 г. раздел 4 гл. 4.1, 4.2 - М, 2003. Введен с 01.11.2003 г.. Новосибирск; Сиб. унив. издательство 2005-854с.

5 СТО 4.2-07-2014. [Электронный ресурс]: Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. – Режим доступа: <http://about.sfu-kras.ru/node/8127> (дата обращения: 15.05.2016)

6 Трансформаторы силовые двухобмоточные ТДН с РПН:/ ООО Электropоставка [Сайт] - Пермь, 2016 - Режим доступа: <http://elektropostavka.ru/transformatori-tdn-s-rpn/> (дата обращения: 01.05.2016)

7 СТО 56947007-29.240.014-2008. [Электронный ресурс]: СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС» Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 – Режим доступа: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.014-2008.pdf> (дата обращения: 01.05.2016)

					БР – 140400.62 ПЗ	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8 Энергетика Оборудование Документация. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://forca.ru/info/spravka/amortizacionnye-otchisleniya.html> (дата обращения: 02.05.2016)

9 Электронный каталог. Кабели общепромышленные. [Сайт] - Пермь, 2016 - Режим доступа: http://www.kamkabel.ru/production/catalog/kabeli-obshhepromyshlennye/silovye-v-bumazhnoj-izolyatsii/silovye-v-bumazhnoj-izolyatsii_791.html (дата обращения: 03.05.2016)

10 Выключатели вакуумные высоковольтные 6-10 кВ: техн. информация / АО "НПП "Контакт" [Сайт] - Саратов, 2016 - Режим доступа: http://www.kontakt-saratov.ru/vakuumny_6-10/vikl_vbe_10_31-5/ (дата обращения: 05.05.2016)

11 Предохранитель ПКТ 101-10-31,5-12,5 У1: техн. информация / АВК-ЭНЕРГО [Сайт] - Москва, 2016 - Режим доступа: <http://www.avkenergo.ru/avkcatalog/pred/element6910.php> (дата обращения: 05.05.2016)

12 Трансформаторы сухие: техн. информация/ Техиндустрия-М [Сайт] - Москва, 2016 - Режим доступа: <http://www.texin-m.ru/catalog/cat39/> (дата обращения: 05.05.2016)

13 Ограничители перенапряжений ОПН: техн. информация / Балтэнерго [Сайт] - Санкт-Петербург, 2016 - Режим доступа: <http://baltenergo.spb.ru/products.php> (дата обращения: 05.05.2016)

14 Шкаф защиты двухобмоточного трансформатора ШЭ2607 150 / ООО НПП Экра [сайт] - Чебоксары, 2016 - Режим доступа: <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovaniya-35-110-kv/293-she2607-150.html> (дата обращения: 15.05.2016)

ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет токов короткого замыкания

					БР — 140400.62 ПЗ	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

